




3 1761 11701530 5



Digitized by the Internet Archive
in 2023 with funding from
University of Toronto

<https://archive.org/details/31761117015305>



First Session
Thirty-second Parliament, 1980

SENATE OF CANADA

*Proceedings of the Special
Committee of the Senate on the*

Northern Pipeline

Chairman:

The Honourable EARL A. HASTINGS

Tuesday, October 21, 1980

Issue No. 1

APPEARING:

The Honourable H. A. (Bud) Olson, P.C.,
Minister responsible for the Northern
Pipeline Agency

WITNESS:

(See back cover)

Première session de la
trente-deuxième législature, 1980

SÉNAT DU CANADA

*Délibérations du comité
spécial du Sénat sur le*

Pipe-line du Nord

Président:

L'honorable EARL A. HASTINGS

Le mardi 21 octobre 1980

Fascicule n° 1

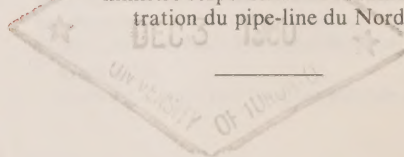
COMPARAÎT:

L'honorable H. A. (Bud) Olson, c.p.,
ministre responsable de l'Adminis-
tration du pipe-line du Nord

TÉMOIN:

(Voir à l'endos)

DEPOSITORY LIBRARY MATERIAL



SPECIAL COMMITTEE OF THE SENATE
ON THE NORTHERN PIPELINE

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*
The Honourable Paul Lucier, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

| | |
|----------|------------|
| Adams | Langlois |
| Austin | Lucier |
| Balfour | Molgat |
| Bielish | Nurgitz |
| Cottreau | Perrault |
| Doody | Riley |
| Frith | Rowe |
| Guay | Sherwood |
| Hastings | Tremblay |
| Hays | Williams |
| | Yuzyk—(21) |

(Quorum 7)

COMITÉ SPÉCIAL DU SÉNAT SUR
LE PIPE-LINE DU NORD

Président: L'honorable Earl A. Hastings
Vice-président: L'honorable Paul Lucier

Les honorables sénateurs:

| | |
|----------|------------|
| Adams | Langlois |
| Austin | Lucier |
| Balfour | Molgat |
| Bielish | Nurgitz |
| Cottreau | Perrault |
| Doody | Riley |
| Frith | Rowe |
| Guay | Sherwood |
| Hastings | Tremblay |
| Hays | Williams |
| | Yuzyk—(21) |

(Quorum 7)



ORDER OF REFERENCE

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate, Thursday, July 10, 1980:

"The Honourable Senator Frith moved, seconded by the Honourable Senator Petten:

That a special committee of the Senate be appointed

(1) to inquire into any matter relating to the planning and construction of the pipeline for the transmission of natural gas from Alaska and Northern Canada described in *An Act to establish the Northern Pipeline Agency, to facilitate the planning and construction of a pipeline for the transmission of natural gas from Alaska and Northern Canada and to give effect to an Agreement between Canada and the United States of America on principles applicable to such a pipeline and to amend certain Acts in relation thereto*, Chapter 20, Statutes of Canada 1977-78,

(2) to consider, in particular, all reports, orders, agreements, regulations, directions, recommendations and approvals referred to in the said Act; and

(3) to report to the Senate thereon at least once in each session of Parliament during the period of the planning and construction of the pipeline;

That the papers and evidence received and taken on the subject in the three preceding sessions be referred to the Committee;

That the Committee be authorized to examine and report upon the enhanced recovery technology of petroleum and natural gas and matters related thereto;

That, if there is a motion to that effect, bills, messages, petitions, inquiries, papers and other matters relating to petroleum and natural gas generally, including

- (i) petroleum and natural gas transmission,
- (ii) petroleum and natural gas administration, and
- (iii) the exploration, production and conservation of petroleum and natural gas,

shall be referred to the Committee; and

That the Committee have power to send for persons, papers and records, to examine witnesses, to print such papers and evidence from day to day as may be ordered by the Committee and to adjourn from place to place in Canada.

After debate, and—

The question being put on the motion, it was—

Resolved in the affirmative."

ORDRE DE RENVOI

Extrait des Procès-verbaux du Sénat, le jeudi 10 juillet 1980:

«L'honorable sénateur Frith propose, appuyé par l'honorable sénateur Petten,

Qu'un comité spécial du Sénat soit constitué

(1) pour enquêter sur toute question relative à la planification et à la construction d'un pipe-line servant au transport du gaz naturel de l'Alaska et du Nord canadien, décrit dans la *Loi créant l'Administration du pipe-line du Nord visant à faciliter la planification et la construction d'un pipe-line servant au transport du gaz naturel de l'Alaska et du Nord canadien, donnant effet à l'Accord entre le Canada et les États-Unis d'Amérique sur les principes applicables à ce pipe-line et modifiant certaines lois en conséquence*, chapitre 20, Statuts du Canada, 1977-78;

(2) pour étudier, en particulier, tous les rapports, décrets, accords, règlements, instructions, recommandations et autorisations se rapportant à ladite loi; et

(3) pour en faire rapport au Sénat au moins une fois pendant chaque session au cours de la période de planification de construction du pipe-line;

Que les témoignages entendus et les documents recueillis à ce sujet au cours des trois sessions précédentes soient déferés au comité;

Que le comité soit autorisé à étudier les techniques améliorées de récupération du pétrole et du gaz naturel et les sujets connexes et à faire rapport à ce sujet;

Que lui soient déferés, s'il y a une motion à cet effet, les projets de loi, messages, pétitions, demandes de renseignements, documents et autres questions concernant le pétrole et le gaz naturel en général, notamment

- i) la transmission du pétrole et du gaz naturel;
- ii) l'administration du pétrole et du gaz naturel; et
- iii) l'exploration, la production et la conservation du pétrole et du gaz naturel; et

Que le comité soit autorisé à convoquer des personnes, à exiger la production de documents et de dossiers, à interroger des témoins et à faire imprimer au jour le jour les documents et les témoignages que le comité pourra requérir, et à se réunir à divers endroits au Canada.

Après débat,

La motion, mise aux voix, est adoptée.»

Le greffier du Sénat

Robert Fortier

Clerk of the Senate

MINUTES OF PROCEEDINGS

TUESDAY, OCTOBER 21, 1980

(3)

Pursuant to adjournment and notice, the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline met this day, at 5:00 p.m., the Chairman, the Honourable Earl A. Hastings presiding.

Present: The Honourable Senators Adams, Austin, Bielish, Côtteau, Doody, Frith, Guay, Hastings, Lucier, Molgat, Nurgitz, Riley, Sherwood and Yuzyk. (14)

In attendance: Daniel Amireault, Administrative Assistant to the Committee. *From the Research Branch, Library of Parliament:* Sonya Dakers.

Appearing: The Honourable H. A. (Bud) Olson, P.C., Minister responsible for the Northern Pipeline Agency.

Witness: The Honourable Mitchell Sharp, P.C., Commissioner of the Northern Pipeline Agency.

On motion of the Honourable Senator Nurgitz, it was *Agreed* that the Committee seek authorization of the Senate to reduce its quorum to five members. The Committee, in compliance with its Order of Reference dated July 10, 1980, proceeded to consider its Order of Business, i.e., to receive and consider a progress report from the Minister responsible for the Northern Pipeline Agency.

The Minister made a statement.

The Minister and the witness answered questions.

At 6:30 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

ATTEST:

Le greffier du Comité

Aline Pritchard

Clerk of the Committee

PROCÈS-VERBAL

LE MARDI 21 OCTOBRE 1980

(3)

Conformément à la motion d'ajournement et à l'avis de convocation, le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord se réunit aujourd'hui à 17 heures sous la présidence de l'honorable Earl A. Hastings (président).

Présents: Les honorables sénateurs Adams, Austin, Bielish, Côtteau, Doody, Frith, Guay, Hastings, Lucier, Molgat, Nurgitz, Riley, Sherwood et Yuzyk. (14)

Aussi présents: Daniel Amireault, adjoint administratif du Comité. *Du Service de recherches de la Bibliothèque du Parlement:* Sonya Dakers.

Comparait: L'honorable H. A. (Bud) Olson, c.p., ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord.

Témoin: L'honorable Mitchell Sharp, c.p., directeur général de l'Administration du pipe-line du Nord.

Sur motion de l'honorable sénateur Nurgitz, il est *convenu* que le Comité tente d'obtenir l'autorisation du Sénat afin de réduire son quorum à cinq membres. Le Comité, conformément à son ordre de renvoi du 10 juillet 1980, entreprend l'étude de ses travaux, soit recevoir et étudier un rapport provisoire du ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord.

Le Ministre fait une déclaration.

Le Ministre et le témoin répondent aux questions.

A 18 h 30, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

ATTESTÉ:

EVIDENCE

Ottawa, October 21, 1980

[Text]

The Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline met this day at 5 p.m. to receive and consider a progress report from the minister responsible for the Northern Pipeline Agency.

Senator Earl A. Hastings (*Chairman*) in the Chair.

The Chairman: Honourable senators, before calling on the minister and Mr. Sharp, I should like to clear up one housekeeping item. It pertains to a quorum. In our previous sessions the quorum has been five. I would like to ask for the authority of the committee to seek authorization of the Senate to reduce the quorum to five for future meetings.

Senator Nurgitz: I so move.

The Chairman: It is moved by Senator Nurgitz. Carried.

Honourable senators, it is a pleasure to welcome our guests today, particularly our former chairman who has assumed the responsibility of minister in charge of the Northern Pipeline Agency. The minister has a statement to make, following which he is prepared to answer questions.

It is a pleasure to welcome you, Mr. Minister, as former chairman of this committee who led us through three sessions. We know that in assuming your duties the pipeline is in good hands. It will be our pleasure to hear from you.

The Honourable H. A. (Bud) Olson, P.C., Minister responsible for the Northern Pipeline Agency: Thank you, Mr. Chairman and honourable senators, I might say at the outset that I find myself in a somewhat unusual position today. Having previously been the chairman of the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline for some three years, it now seems rather strange to come before you as the minister responsible for the agency and the pipeline generally.

I should add, however, that I am pleased to be here. I want to emphasize that both my senior officers and I very much appreciate the unique and important role being played by this committee and its counterpart in the other place in overseeing the implementation of the Northern Pipeline Act and the operations of the agency. Honourable senators may be assured of our fullest cooperation as this project proceeds.

Since this committee last met some months ago, there have been a number of significant developments, which members may find useful for me to review before responding to questions.

A few weeks ago I had the great personal pleasure of participating in an historic ceremony conducted by Foothills (Yukon) at Burton Creek, southwest of Calgary, to mark the commencement of construction of the first stage of the largest private project in history. I should note that your chairman, Senator Hastings, was present for this auspicious occasion, as were Senators Bielish, Sherwood, Doody and Williams; and

TÉMOIGNAGES

Ottawa, le 21 octobre 1980

[Traduction]

Le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord se réunit ce jour à 17 heures pour recevoir et étudier un rapport provisoire du ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord.

Le sénateur Earl A. Hastings (*président*) occupe le fauteuil.

Le président: Honorables sénateurs, avant de céder la parole au ministre et à M. Sharp, j'aimerais vous soumettre une question de procédure concernant le quorum. J'aimerais demander au Comité qu'il sollicite du Sénat l'autorisation de réduire le quorum de 7 à 5 pour les prochaines séances.

Le sénateur Nurgitz: Je propose une motion en ce sens.

Le président: La motion est proposée par le sénateur Nurgitz. Adoptée.

Honorables sénateurs, c'est avec plaisir que j'accueille nos invités d'aujourd'hui, particulièrement notre ancien président, à qui on a confié la responsabilité de ministre chargé de l'Administration du pipe-line du Nord. Le ministre a une déclaration à faire, après quoi il acceptera de répondre à vos questions.

Je vous souhaite la bienvenue, monsieur le ministre, vous qui avez présidé ce Comité pendant trois sessions. Nous sommes persuadés que le sort du pipe-line est entre bonnes mains. Chacun d'entre nous se réjouit à l'avance d'entendre votre déclaration.

L'honorable H. A. (Bud) Olson, c.p., ministre responsable de l'Administration du Pipe-Line du Nord: Je vous remercie, monsieur le président et messieurs les honorables sénateurs. Je dois dire, tout d'abord, que ma situation aujourd'hui est quelque peu particulière, puisque j'ai moi-même présidé le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord pendant trois ans et que je compare aujourd'hui devant vous en tant que ministre responsable de l'Administration et du pipe-line en général.

J'aimerais cependant ajouter que je me réjouis d'être ici. Je dois dire que mes hauts fonctionnaires et moi-même apprécions énormément le rôle exceptionnel joué par ce Comité et par son homologue de l'autre endroit dans le contrôle de l'application de la Loi sur le pipe-line du Nord et des activités de l'Administration. Honorables sénateurs, soyez assurés de notre entière coopération dans la réalisation de cette entreprise.

Depuis la dernière réunion du Comité, il y a quelques mois, un certain nombre d'événements importants se sont produits, et il serait peut-être utile que je les passe en revue avant de répondre à vos questions.

Il y a quelques semaines, j'ai eu le plaisir de participer à une cérémonie solennelle organisée par la Foothills Yukon à Burton Creek, au sud-ouest de Calgary, pour célébrer le début de la première phase de construction du plus grand projet privé jamais entrepris. Votre président, le sénateur Hastings, y assistait également, ainsi que les sénateurs Bielish, Sherwood, Doody et Williams; avant la cérémonie, le président s'était

[Text]

earlier the chairman had joined with me in visiting Whitehorse, Fort Nelson and Fort S. John.

Members of the committee are no doubt generally familiar with the course of events that led to the start of construction of this mammoth project which Senator Hastings and I saw in progress during our trip to the pipeline ceremony. I might bring you up to date on the most recent events which led to the start of construction.

As a result of delays encountered in the United States and the increase of the exportable surplus of natural gas in Canada, the early building of the southern segments of the Alaska Highway Pipeline System for the export of that surplus took on much greater importance than was the case when the idea was first advanced by the National Energy Board in 1977.

It became important, first, as a means of facilitating the completion of the entire pipeline both by maintaining the momentum of the project and by providing a significant source of funds for the financing of the balance of the system.

Second, it became important because of the substantial economic benefit it would yield to Canada through increased capital investment, jobs, producer revenue and balance of payments inflows.

However, the lengthening time span between the scheduled date for completion of the southern segments of the project in Canada and the lower 48 states, and the revised schedule for completion of the remainder of the system presented a difficult dilemma for this country.

This dilemma was reflected in condition 12 of schedule III of the Northern Pipeline Act, which, as you know, required both the National Energy Board and the minister responsible for the Northern Pipeline Agency to be satisfied that financing can be obtained for the whole of the pipeline in Canada before the commencement of construction could be authorized.

Through an order which it issued on April 2 under the authority of clause 20(4) of the Northern Pipeline Act, the board proposed to resolve this problem by an amendment to condition 12. The effect of that amendment would be to require Foothills to satisfy the board and me that financing had been obtained for the first stage of the project in Canada and could be obtained for the second stage.

As the evidence before the board demonstrated, the most critical issue concerned the nature of the assurances forthcoming from the United States.

This question was the subject of a number of discussions between members of the Canadian government, representatives of the U.S. administration, and key congressional leaders, including two rounds of talks which I had in Washington on May 12 and June 27.

Some days prior to my last trip, there was a particularly important development. That was the signing of an agreement in Washington by the sponsor of the Alaskan pipeline and the three major Prudhoe Bay producers—Exxon, Sohio and Arco—to share an expenditure of \$500 million or more to complete final design, engineering and cost estimates for the

[Traduction]

joint à moi pour la visite de Whitehorse, de Fort Nelson et de Fort St. John.

En tant que membres du Comité, vous n'ignorez sans doute pas la suite d'événements qui a abouti à la première étape de la construction de ce projet gigantesque dont le sénateur Hastings et moi-même avons suivi l'évolution lorsque nous sommes allés assister à la cérémonie de début des travaux du pipe-line. Je voudrais vous faire part des plus récents événements qui ont précédé le début de ces travaux.

Du fait des retards qui se sont produits aux États-Unis et de l'augmentation de l'excédent exportable de gaz naturel au Canada, la construction préalable des tronçons sud du gazoduc de la route de l'Alaska a pris beaucoup plus d'importance que lorsqu'elle avait été envisagée pour la première fois par l'Office national de l'énergie en 1977.

En effet, on y a tout d'abord vu un moyen de faciliter la réalisation de l'ensemble du pipe-line en maintenant le rythme de progression du projet et en suscitant un apport de fonds considérable qui servirait à financer le reste du réseau.

On y a également vu un avantage économique substantiel pour le Canada sous forme d'augmentation des investissements de capitaux, des possibilités d'emplois, des revenus des producteurs et sous forme de redressement de la balance des paiements.

Cependant, l'écart, sans cesse croissant entre la date prévue pour la réalisation des tronçons sud du projet au Canada et dans les 48 États des États-Unis, et l'échéancier révisé pour la réalisation du reste du réseau a constitué un grave dilemme pour ce pays.

Ce dilemme est apparu dans l'article 12 des modalités de l'Annexe III de la Loi sur le pipe-line du Nord qui, comme vous le savez, obligeait l'Office national de l'Énergie et le ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord à s'assurer qu'il était possible d'obtenir les moyens financiers nécessaires à la construction de toute la partie canadienne du projet avant d'autoriser le commencement des travaux.

Par un décret émis le 2 avril en vertu du paragraphe 20(4) de la Loi sur le pipe-line du Nord, l'Office a proposé de résoudre ce problème en modifiant l'article 12 des modalités. Cette modification visait à obliger la Foothills à donner à l'Office et à moi-même l'assurance qu'on avait obtenu les moyens financiers nécessaires à la construction de la première phase du projet au Canada, et qu'il était possible d'assurer le financement de la deuxième phase.

Comme l'indiquaient les documents soumis à l'Office, la question la plus délicate concernait la nature des assurances provenant des États-Unis.

Cette question a fait l'objet d'un certain nombre de discussions entre le gouvernement canadien, les représentants de l'Administration américaine et les principaux leaders au Congrès, et notamment de deux séries d'entretiens auxquels j'ai participé à Washington le 12 mai et le 27 juin derniers.

Quelques jours avant mon dernier voyage, on assiste à un événement particulièrement remarquable: la signature, à Washington, d'un accord entre les constructeurs du pipe-line de l'Alaska et les trois principaux producteurs de Prudhoe Bay, à savoir Exxon, Sohio et Arco, qui s'engageaient à se partager des dépenses représentant \$500 millions ou plus pour

[Text]

pipeline and gas conditioning plant in Alaska. In addition to this agreement, the two parties also issued a Statement of Intention which asserted their commitment to work together to develop a practical and workable plan for financing the Alaskan segment of the system.

On my last visit to Washington, I met over breakfast with the key congressional and administration members to discuss the total package of assurances being sought by Canada. All the Americans present agreed that the assurances Canada was seeking were reasonable and justified in accordance with the Canada-U.S. agreement. The Senate passed a unanimous resolution that same afternoon which declared the conviction of the U.S. Congress that the Alaska Highway Gas Pipeline remains "an essential part of securing this nation's energy future and, as such, enjoys the highest level of congressional support for its expeditious construction and completion by the end of 1985." This resolution was also supported unanimously by the House of Representatives a few days later. There was a procedural matter that had to be accommodated. That is why it was a day or two later.

As members will recall, the final assurance was the letter sent by President Carter to Prime Minister Trudeau on July 17, the day on which the Canadian government cleared the way for commencement of the first stage of the project. In that letter, President Carter stated, "I can assure you that the U.S. Government not only remains committed to the project; I am able to state with confidence that the U.S. government now is satisfied that the entire Alaska natural gas transportation system will be completed."

What needs to be understood, honourable senators, is the recognition by both the President and Congress of the necessity to secure access at the earliest possible time to their substantial energy reserves in Alaska.

While that necessity has been there for a number of years now, it has surely been starkly underlined and reinforced by recent developments in the Middle East, developments that pose a very real threat to the exports from that area of some 14 million barrels of oil a day—an estimated 35 per cent of the total consumption in the non-communist world.

The decision by the Canadian government, based on all of these factors I have outlined, to authorize commencement of the first stage of the pipeline has already provided a major boost to the entire project.

Work is actively proceeding on the final design and engineering of the Alaska pipeline and conditioning plant under the terms of the agreement between the pipeline sponsor and producers to which I referred earlier, as is the development of an Alaskan financing plan. Some weeks ago, the U.S. Department of the Interior completed the complex task of drawing up the grant of right-of-way over the 430 miles of federal land to be traversed by the pipeline in Alaska and sent it to Congress for approval.

[Traduction]

compléter l'étape finale de la conception, des études techniques et de l'établissement des devis pour le pipe-line et l'usine de conditionnement de gaz en Alaska. En plus de cet accord, les parties ont présenté une déclaration d'intention dans laquelle elles s'engageaient à collaborer à l'élaboration d'un plan viable de financement de la partie du réseau située en Alaska.

Lors de ma dernière visite à Washington, j'ai rencontré, à l'occasion d'un déjeuner, les principaux représentants du Congrès et de l'Administration américaine, avec lesquels j'ai discuté de l'ensemble des assurances qu'exigeait le Canada. Tous les Américains présents ont reconnu que ces assurances étaient raisonnables et justifiées dans le contexte de l'accord canado-américain. L'après-midi du même jour, le Sénat adoptait à l'unanimité une résolution dans laquelle le Congrès américain se disait convaincu que le gazoduc de la route de l'Alaska restait un élément essentiel dans les efforts visant à assurer l'avenir énergétique de la nation, et à ce titre, le Congrès approuvait sans réserve sa construction, qui devait être terminée avant la fin de 1985. Cette résolution fut approuvée à l'unanimité quelques jours plus tard par la Chambre des représentants. Il a en effet fallu respecter la procédure normale, ce qui explique ce retard d'un jour ou deux.

Vous vous souvenez sans doute que les dernières assurances reçues par le Canada figuraient dans une lettre adressée par le président Carter au premier ministre Trudeau le 17 juillet, date à laquelle le gouvernement canadien a autorisé la mise en chantier des travaux de la première phase du projet. Dans cette lettre, le président Carter déclarait: «Je puis vous assurer que le gouvernement américain non seulement maintient-il ses engagements à l'égard du projet, mais je suis aussi en mesure de déclarer avec confiance que le gouvernement américain a maintenant la certitude que la totalité du système d'acheminement du gaz naturel de l'Alaska sera réalisée».

Il faut comprendre, honorables sénateurs, que le Président et le Congrès américain ont reconnu la nécessité d'assurer dès que possible l'acheminement des importantes réserves énergétiques de l'Alaska jusqu'aux États consommateurs.

Cette nécessité ressentie depuis un certain nombre d'années déjà, s'est fortement accentuée à la suite des récents événements du moyen orient, qui constituent une menace très réelle, puisque cette région du globe exporte environ 14 millions de barils de pétrole par jour, ce qui représente 35 p. 100 de la consommation totale des pays non communistes.

En décidant, à partir de tous ces éléments, d'autoriser la mise en chantier des travaux pour la première phase du pipe-line, le gouvernement canadien a déjà donné un élan considérable à l'ensemble du projet.

On s'active actuellement à la réalisation de la phase finale de la conception et des études techniques du pipe-line de l'Alaska et de l'usine de conditionnement du gaz, conformément à l'accord passé entre les constructeurs du pipe-line et les producteurs, auxquels j'ai fait allusion tout à l'heure, tout comme on s'affaire à mettre au point un programme de financement pour les travaux à entreprendre en Alaska. Il y a quelques semaines, le ministère américain de l'intérieur a terminé les procédures d'octroi d'une emprise sur plus de 430 milles de terrains fédéraux qui doivent être franchis par le

[Text]

In Canada, Foothills is continuing to invest millions of dollars each month in completing its own plans for construction of the second stage of the northern section in Alberta, British Columbia and Yukon.

It is, I believe, of considerable significance that late in August four more major North American pipeline companies joined the consortium established to build the 743 mile system from Prudhoe Bay to the Alaska-Yukon border, bringing the total to 11. It is particularly notable that one of those companies joining the consortium recently was TransCanada Pipelines, this country's largest shipper of natural gas.

It is also worth noting in addition that Phillips Petroleum of Oklahoma, which has a minority interest in Prudhoe Bay gas holdings, has also joined the other major producers as a member of the Board overseeing the final design and engineering of the Alaska pipeline and the Prudhoe Bay conditioning plant.

Honourable senators, I would like to turn now to matters more directly related to the regulatory activities of the Northern Pipeline Agency and the progress of construction.

In July, 1980, the socio-economic and environmental terms and conditions were approved for Alberta and southern British Columbia. These terms and conditions, which apply to the construction and operation of the Alaska Highway Gas Pipeline, were prepared by the agency in consultation with the governments of Alberta and British Columbia.

The final terms and conditions for south B.C. and Alberta take into account the views expressed by interested parties since the drafts were released for public review in May 1978.

The terms and conditions for Yukon, north British Columbia and Saskatchewan are in final preparation and I hope to see them approved at an early date.

In November and December of 1979, Mr. Bill Mair presided over a series of public hearings on the socio-economic and environmental terms and conditions for northeastern and southeastern British Columbia. These hearings were similar in nature to those held earlier in the Yukon.

The Mair report, which was made public in June of this year, argued that, traditionally, major development programs have been implemented without any coordinated regional planning. As a result, the local people and, specifically, the native people, have been adversely affected by development projects. Mr. Mair's recommendation is that a broad approach needs to be taken by governments when they are instituting major projects.

As the commissioner stated at the time of the report's release, many of its proposals are beyond the purview of the Northern Pipeline Agency. However, they do deserve careful

[Traduction]

pipe-line en Alaska, et ces procédures ont été soumises à l'approbation du Congrès.

Au Canada, la Foothills continue à investir chaque mois des millions de dollars pour la réalisation de ses propres projets de construction de la deuxième phase du tronçon nord en Alberta, en Colombie-Britannique et au Yukon.

C'est, à mon avis, fort significatif que quatre autres importantes compagnies nord-américaines de pipe-lines se sont jointes au mois d'août dernier au consortium chargé de la construction d'une canalisation de 743 milles de Prudhoe Bay jusqu'à la frontière entre l'Alaska et le Yukon, ce qui porte à 11 le nombre des compagnies regroupées dans ce consortium. On remarquera particulièrement que l'une des nouvelles venues était la TransCanada Pipelines, la plus importante société d'acheminement de gaz naturel au Canada.

Il convient également de noter que la société Phillips Petroleum of Oklahoma, qui détient un intérêt minoritaire dans la société exploitante du gaz de Prudhoe Bay, s'est jointe à d'autres groupes producteurs au sein d'une commission qui contrôle la phase finale de conception et d'études techniques du pipe-line de l'Alaska et de l'usine de conditionnement de Prudhoe Bay.

Honorables sénateurs, j'aimerais aborder maintenant certaines questions concernant plus directement des activités de réglementation de l'Administration du pipe-line du nord et la progression des travaux de construction.

En juillet 1980, on a approuvé les stipulations d'ordre socio-économique et écologique pour l'Alberta et le sud de la Colombie-Britannique. Ces stipulations, applicables à la construction et à l'exploitation du gazoduc de la route de l'Alaska, ont été rédigées par l'administration après consultation des gouvernements de l'Alberta et de Colombie-Britannique.

Les modalités définitives pour le sud de la Colombie-Britannique et l'Alberta tiennent compte des points de vue exprimés par les parties intéressées depuis que les avant-projets ont été soumis au public en mai 1978.

Les modalités pour le Yukon, le nord de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan en sont au stade final de la rédaction, et j'espère qu'elles seront approuvées très prochainement.

En novembre et en décembre 1979, M. Bill Mair a présidé une série d'audiences publiques sur les modalités d'ordre socio-économique et écologique pour le nord-est et le sud-est de la Colombie-Britannique. Ces audiences étaient semblables à celles tenues précédemment au Yukon.

Le rapport Mair, publié en juin de cette année, prétendait que jusqu'à maintenant, les principaux programmes de développement avaient été appliqués en l'absence de toute planification régionale cohérente. De ce fait, ils avaient eu un effet préjudiciable pour la population locale, particulièrement pour les autochtones. M. Mair recommandait aux gouvernements d'adopter des perspectives très générales pour la mise en place des grands projets.

Comme l'a fait remarquer le Commissaire au moment de la publication du rapport, bon nombre d'kes propositions qui y figurent dépassent la compétence de l'Administration du pipe-

[Text]

consideration by other departments, the pipeline companies and the provincial government. I believe that the Northern Pipeline Agency can play an important catalytic role in this regard.

The Mair report made other recommendations which are directly related to the pipeline project. One of these is the need to provide greater public information regarding the pipeline project including data on employment training, job and business opportunities, and optimal selection of the pipeline route.

The agency has already discussed this recommendation with Mr. Mair and is working towards the implementation of a Community Information Program. Agency officials will be meeting with the community leaders along the pipeline route to determine the type of information the community needs to have. The agency will then be able to provide information that is of special interest to the individual or local area.

On September 19, 1980, I announced the appointment of the Northern British Columbia Advisory Council. The council is to advise me on all matters as they relate to the pipeline project.

During our trip to Fort St. John in late September, Senator Hastings and I had the pleasure of joining the council at its first meeting. I appreciate how expeditiously the council members have begun their work and I look forward to receiving their comments and recommendations.

In late August I announced that the procurement program developed by Foothills for the Canadian section of the pipeline had been accepted. The procurement program meets the requirements of the Northern Pipeline Act by ensuring that Canadian industries have a fair and competitive opportunity to supply the goods and services to the project in Canada and that the level of Canadian content is "maximized so far as practicable with respect to the origin of products, services and their constituent components." Foothills has a further obligation to see that maximum advantage is taken of the opportunities to broaden Canada's industrial base and to increase indigenous research and development. All bids to the project are assessed on the basis of generally competitive terms and economic benefits to Canada.

In April I approved the purchase of four turbine compressor units from Cooper Rolls and Westinghouse Canada for southern sections of the project in Alberta and Saskatchewan. Valued at approximately \$20 million, the units will provide some 500 man-years of employment for their manufacture, assembly and testing.

In May contract awards were approved for Stelco and Ipsco, providing for the total manufacture of 1.5 million tons of steel pipe for the construction of the 2,000-mile Canadian section of the Alaska Highway Natural Gas Pipeline. This procurement

[Traduction]

line du Nord. Elles méritent néanmoins que les autres ministères, les sociétés de pipe-line et les gouvernements provinciaux les prennent sérieusement en considération. Je pense que l'Administration du pipe-line du Nord peut jouer un rôle déterminant de catalyseur à cet égard.

Le rapport Mair formule d'autres recommandations concernant directement le projet de pipe-line. L'une d'entre elles évoque la nécessité d'informer davantage le public au sujet du projet de pipe-line, en lui fournissant notamment des données sur la formation du personnel, les possibilités qui s'offrent aux travailleurs et aux entreprises, et le choix optimal du tracé du pipe-line.

L'Administration a déjà discuté de cette recommandation avec M. Mair, et elle travaille à la mise en œuvre d'un programme d'information des collectivités. Ses fonctionnaires doivent rencontrer des représentants des collectivités situées sur le tracé du pipe-line afin de déterminer les renseignements dont les collectivités ont besoin. L'Administration sera alors en mesure de fournir les renseignements particulièrement intéressants d'un point de vue individuel ou local.

Le 19 septembre 1980, j'ai annoncé la création du Conseil consultatif du nord de la Colombie-Britannique. Ce conseil doit me faire part de toutes les questions relatives au projet de pipe-line.

Au cours de notre voyage à Fort St. John, à la fin septembre, le sénateur Hastings et moi-même avons eu le plaisir d'assister à la première réunion du Conseil. J'ai particulièrement apprécié la diligence avec laquelle les membres du Conseil se sont mis à l'œuvre, et j'attends avec impatience leurs commentaires et leurs recommandations.

À la fin du mois d'août, j'ai annoncé l'acceptation du programme d'achats proposé par la Foothills pour la partie canadienne du pipe-line. Ce programme d'achats répond aux exigences de la Loi sur le pipe-line du Nord en réservant aux industries canadiennes une chance équitable de fournir les biens et les services indispensables à la partie du projet située en territoire canadien, et en veillant à ce que «le contenu canadien soit optimisé, dans la mesure du possible, quant à l'origine des produits, des services et de leurs parties composantes.» La Foothills est en outre tenue de veiller à ce qu'on exploite au maximum toutes les possibilités d'élargir la base industrielle du Canada et de favoriser la recherche et le développement au Canada. Toutes les soumissions pour le projet sont évaluées dans des conditions de libre concurrence et en fonction des avantages économiques qu'elles présentent pour le Canada.

En avril, j'ai approuvé l'achat de quatre turbo-compresseurs de la société Cooper Rolls and Westinghouse Canada pour les parties sud du projet, situées en Alberta et en Saskatchewan. La fabrication, l'assemblage et la mise au point de ces turbo-compresseurs, évalués à environ \$20 millions, permettant d'offrir des emplois pour 500 années/personne.

En mai, les contrats adjugés à la Stelco et à l'Ipsco ont été approuvés; ces sociétés fabriqueront 1.5 million de tonnes de canalisation en acier pour la construction de la partie canadienne de 2 000 milles du gazoduc de la route de l'Alaska. Ces

[Text]

of \$2 billion worth of pipe will generate approximately 28,000 man-years of direct and indirect employment.

The awarding of these contracts represents 80 percent of the total mainline pipe required. Foothills proposes to allocate the remaining 20 percent to the two companies at a later stage based on their cost and delivery performance.

Foothills has estimated that approximately 90 per cent of the goods and services to be used in the Canadian section of the pipeline will be provided from Canadian sources and that in the first stage of construction an approximate \$5 billion stimulus to the Canadian economy will be created.

As honourable Senators know, the Northern Pipeline Agency was established to provide a "single window" to oversee all federal activities relating to the Alaska Highway Gas Pipeline. In keeping with this approach, certain acts previously administered by other federal departments were transferred to the Northern Pipeline Agency on August 27, 1980. The agency has assumed responsibility for pipeline related provisions under the Northern Inland Waters Act and Territorial Lands Act, previously administered by the Department of Indian and Northern Affairs; the Migratory Birds Act, the Clean Air Act, the Environmental Contaminants Act and the Canada Wildlife Act administered by the Department of Environment; and the Fisheries Act administered by the Department of Oceans and Fisheries.

Construction on the southern sections of the western leg got underway this past summer.

A labour dispute between Banister Pipelines and the operating engineers resulted in a temporary work stoppage on all sections in southern Alberta.

I am pleased to say that that matter has been resolved, and construction resumed yesterday.

In southern Alberta, clearing, grading and ditching have been completed on the 44 km. Claresholm loop and welding is in progress. Clearing and grading have been finished on the 33 km. Sundre loop as well as more than half of the stringing. On the Cochrane loop, of 46 km., clearing and grading have begun.

I am happy to report that the work stoppage did not affect the project in southern British Columbia. Clearing and grading have been completed for all of the loops, and the balance of construction is progressing satisfactorily.

As honourable senators probably know, the Flathead ridge presented the most serious time constraints for completion this winter. I understand that as of this past weekend construction was completed on this crucial section.

As far as the eastern leg is concerned, work is expected to begin in the spring of 1981.

[Traduction]

fournitures, représentant une valeur de \$2 milliards, donneront en emplois directs ou indirects 28 000 années/personnes.

L'adjudication de ces contrats représente 80% des besoins de la canalisation principale. La Foothills envisage d'adjudger plus tard le reste de la canalisation à ces deux sociétés, en fonction des résultats obtenus sur le plan des coûts et des délais de livraison.

Foothills a estimé qu'environ 90% des biens et services destinés à la section canadienne du pipe-line proviendront de source canadienne et que pour le premier stade des travaux, une somme d'environ \$5 milliards sera injectée dans l'économie canadienne.

Il est inutile de rappeler aux honorables sénateurs que l'Administration du pipe-line du Nord a été créée pour que soit assurée par un organisme unique la surveillance de toutes les activités fédérales liées à la construction du gazoduc de la route de l'Alaska. Dans cette perspective, l'application de certaines lois relevant antérieurement d'autres ministères fédéraux a été confiée à l'Administration le 27 août 1980. Depuis, elle assume, pour tout ce qui concerne le pipe-line, les responsabilités découlant des dispositions de la Loi sur les eaux intérieures du Nord et de la Loi sur les terres territoriales, dont l'application relevait antérieurement du ministère des Affaires Indiennes et du Nord, de la Loi sur la Convention concernant les oiseaux migrateurs, de la Loi sur la lutte contre la pollution atmosphérique, de la Loi sur les contaminants de l'environnement et de la Loi sur la faune du Canada, dont l'application relevait du ministère de l'Environnement, enfin, de la Loi sur les pêches, dont l'application était confiée au ministère des Pêches et des Océans.

La construction des sections sud du tronçon ouest a débuté l'été dernier.

Un conflit de travail opposant la *Banister Pipelines* aux ingénieurs d'exploitation a provoqué un arrêt de travail temporaire sur tous les chantiers du sud de l'Alberta.

J'ai le plaisir d'annoncer que le différend a été réglé et que les travaux ont repris hier.

Dans le sud de l'Alberta, les travaux d'essartage, de nivellement et de creusement des tranchées sont terminés jusqu'au kilomètre 44 de la boucle Claresholm et les opérations de soudage sont en cours. L'essartage et le nivellement sont terminés jusqu'au kilomètre 33 de la boucle Sundre et plus de la moitié du cardage. A la boucle Cochrane, au kilomètre 46, l'essartage et le nivellement sont en cours.

Je suis heureux de vous informer que l'arrêt de travail n'a pas nui au projet dans le sud de la Colombie-Britannique. Les travaux d'essartage et de nivellement sont terminés pour toutes les boucles et le reste de la construction progresse de façon satisfaisante.

Comme les honorables sénateurs l'ont sans doute déjà appris, c'est à la crête de Flathead que la situation était la plus critique car on ignorait si les travaux seraient terminés à la fin de la semaine dernière en ce point stratégique.

Pour ce qui est du tronçon est, il est prévu que les travaux débiteront au printemps 1981.

[Text]

Before concluding, Mr. Chairman, I would just like to reiterate my conviction that the decision to begin construction of the southern sections of the Alberta Highway Natural Gas Pipeline has given the project the impetus it needed. I am confident that we can now look forward to the successful completion of the entire 4,800 mile system from Prudhoe Bay to the lower 48 states.

Mr. Chairman, that concludes my opening statement. I would be pleased to try to answer any questions from the committee.

I would also like to say, in conclusion, Mr. Chairman, that I have been very greatly assisted by the competence of the staff and support that I have been given by them, all the way from the commissioner down throughout the entire agency, and it has worked out, at least from my point of view, very satisfactorily during these past few months.

Thank you, Mr. Chairman.

The Chairman: Thank you, Senator Olson. Do you wish to add anything, Mr. Sharp?

The Honourable Mitchell Sharp, P.C., Commissioner of the Northern Pipeline Agency: I just wish to thank the minister very much for his concluding remarks.

The Chairman: Honourable senators, the minister is open for questions.

Senator Austin: Thank you, Mr. Chairman. With respect to the Dempster Lateral, is there any evidence that economic reserves of gas have been increasing as a result of exploration in the Mackenzie Delta? Is there any encouragement to be obtained from any work that is being done there in terms of the future possibilities of the Dempster Lateral?

Hon. Mr. Olson: Perhaps Mr. Sharp can help me with this. I do not know of any significant increase in the Mackenzie Delta that is on land, if you like. There have, of course, been some additions, and I suppose they will show up later in November when the National Energy Board does an assessment of Canada's gas reserves, perhaps both what can be added according to their formula in the Beaufort and indeed on the land area within the Delta.

Hon. Mr. Sharp: Mr. Chairman, may I add a word to Senator Austin? As he well knows, how much gas is found in the Delta and Mackenzie will determine whether the Dempster Lateral proceeds or whether instead another route is chosen. My understanding is that there is probably enough gas now discovered to justify the building of the Dempster Lateral. The uncertainty is whether such enormous quantities might be found that some day it would be thought it would be worthwhile to build pipeline down the Mackenzie. My understanding of this situation, from the applications that have been made, is that it is now believed that the Dempster Lateral at least will be built.

Senator Austin: I am very keen to suggest to the minister that nothing the government does in its forthcoming energy policy package discourages the finding of whatever gas is necessary for Canadian requirements and, of course, the construction of the Dempster Lateral or, much more happily, a

[Traduction]

Avant de conclure, monsieur le président, j'aimerais réitérer ma conviction que la décision d'entreprendre la construction des sections sud du gazoduc de la route de l'Alaska a donné au projet l'impulsion qui lui manquait. Je suis convaincu que nous pourrions parachever le réseau de 4 800 milles reliant Prudhoe Bay aux quarante-huit États du Sud.

Voilà qui termine, monsieur le président, ma déclaration préliminaire. Je me ferai un plaisir de répondre aux questions des membres du Comité.

J'aimerais ajouter, monsieur le président, que la compétence et l'appui du personnel m'ont été d'une très grande utilité, qu'il s'agisse du Commissaire ou de l'ensemble du personnel de l'Administration, et qu'à mon avis, tout a fonctionné de façon très satisfaisante au cours des derniers mois.

Merci, monsieur le président.

Le président: Merci, sénateur Olson. Voulez-vous ajouter quelque chose, monsieur Sharp?

L'honorable Mitchell Sharp, c.p., commissaire de l'Administration du Pipe-line du Nord: J'aimerais simplement remercier le ministre pour ses dernières observations.

Le président: Honorables sénateurs, vous pouvez maintenant poser des questions au ministre.

Le sénateur Austin: Merci, monsieur le président. Pour ce qui est de la canalisation latérale de Dempster, a-t-on trouvé d'autres réserves de gaz au cours des travaux de prospection dans le delta du Mackenzie? Ces travaux permettent-ils d'entretenir quelque nouvel espoir pour la construction de la canalisation?

L'honorable M. Olson: M. Sharp pourrait peut-être m'aider à répondre. Je ne crois pas que les forages sur la terre ferme aient permis de découvrir d'autres réserves dans le delta du Mackenzie. Elles ont évidemment augmenté dans une certaine mesure et je suppose que nous en entendrons parler en novembre lorsque l'Office national de l'énergie évaluera les réserves de gaz du Canada; peut-être connaissons-nous l'étendue des nouvelles découvertes en mer de Beaufort et dans le delta.

L'honorable M. Sharp: Monsieur le président, puis-je revenir à la question du sénateur Austin? Comme il le sait déjà, la décision de construire la canalisation latérale de Dempster ou de choisir un autre tracé dépendra de l'étendue des réserves découvertes dans le delta du Mackenzie. Je crois savoir que les réserves déjà découvertes justifient probablement la construction de cette canalisation. L'incertitude tient au fait que l'on ignore si l'on découvrira un jour les énormes réserves qui justifieraient la construction d'un autre pipe-line à partir du Mackenzie. D'après les demandes qui ont été faites, je crois savoir qu'à l'heure actuelle, on estime qu'à tout le moins, la canalisation latérale de Dempster sera construite.

Le sénateur Austin: Je suis très tenté de dire au ministre qu'aucun projet du gouvernement s'inscrivant dans le cadre de sa politique énergétique n'empêche, ni la découverte de réserves de gaz destinées à répondre aux besoins des Canadiens, ni évidemment la construction de la canalisation latérale de

[Text]

second pipeline. It would promise the agency a very long life indeed, I suggest, Mr. Sharp.

Could you comment on the impact of the COPE claims on the possible construction of the Dempster Lateral line? Is there any conflict with the agreement in principle that I understand is in place between COPE and the federal government, or have you satisfied yourself that COPE's land claims and claims to administer substantial parts of the northern Yukon and the Delta are not in conflict with the work of the agency?

Hon. Mr. Olson: I am not sure that I can answer that. Do you want to try, Mr. Sharp?

Hon. Mr. Sharp: I am not aware, Mr. Chairman, of any such conflicts; moreover, I assume the same laws will prevail in that part of the territories as elsewhere, and if a pipeline is to be built, then the necessary action can be taken to free up the right of way. This is true anywhere else in Canada, and I would assume it would be the same there. So whether or not the pipeline passes over land that belongs to natives, I do not think is really a very relevant question.

Senator Austin: Well, as you are more aware than perhaps anyone else in this room, with the possible exception of Senator Olson, native land claims do touch the political environment in which these pipelines will be built, and, Mr. Sharp, I am keen to know more about the state of Yukon land claims as they might affect the building of the pipeline in the Yukon itself, and then come back to COPE, which, as far as I can tell from the public statements of members of COPE, certainly includes assumptions about entitlements affecting the Dempster Lateral, but, first of all, the Yukon land claims.

Hon. Mr. Olson: I think perhaps, Senator Austin, that you are leading us into a series of questions that we could try to help you with, but I do not think that we have the direct responsibility with respect to where they are in the stage, but I assume that in the negotiation discussions they are well aware of the federal government's commitment with respect to a right of way for the Dempster Lateral when that comes about.

Hon. Mr. Sharp: I am sure Senator Austin is aware of the attitude of the Council of Yukon Indians on the pipeline which is: no pipeline before a claims settlement.

Senator Austin: Right.

Hon. Mr. Sharp: And this has affected our relations with the council. Although there are useful relationships with them, we have employed them indeed to indicate for us the sites that they consider are important to the Indians, whether they are burial sites or hunting grounds and so on. The Council of Yukon Indians is now mapping this for us. We have paid them for the work. So at least we have that kind of co-operation. However, they have not agreed, for example, to put up any

[Traduction]

Dempster, ni celle d'un second pipe-line, ce qui est à souhaiter. Je crois bien, monsieur Sharp, que ces découvertes assureraient à l'Administration une très longue existence.

Pourriez-vous nous parler des répercussions des revendications du CEDA sur la construction éventuelle de la canalisation latérale de Dempster? Y a-t-il dérogation à l'accord de principe conclu entre le CEDA et le gouvernement fédéral ou bien vous êtes-vous assuré que les revendications territoriales du Comité et les revendications administratives portant sur des superficies importantes du nord du Yukon et du delta n'entraînent pas en conflit avec les travaux de l'Administration?

L'honorable M. Olson: Je ne suis pas sûr de bien comprendre. Voudriez-vous essayer à ma place, monsieur Sharp?

L'honorable M. Sharp: Je ne crois pas que des conflits de ce genre existent, monsieur le président; par surcroît je suppose que les lois qui prévalent ailleurs prévautront également dans ces territoires et que si un pipe-line doit être construit, les mesures nécessaires doivent être prises pour acquérir les emprises. C'est ce qui se passe ailleurs au Canada et je suppose que la situation est la même dans le Nord. Par conséquent, je ne crois pas qu'il faille vraiment s'arrêter au fait que le pipe-line passe sur des terres appartenant à des autochtones.

Le sénateur Austin: Comme vous le savez mieux que quiconque dans cette pièce, à l'exception peut-être du sénateur Olson, les revendications territoriales des autochtones sont étroitement liées aux décisions politiques qui président à la construction de ces pipe-lines et, monsieur Sharp, j'aimerais en savoir plus long sur les revendications territoriales au Yukon dans la mesure où elles pourraient influencer les travaux de construction du pipe-line dans ce territoire et nous reviendrons par la suite au CEDA qui, d'après des déclarations publiques de ses membres, revendique des droits rattachés à la construction de la canalisation latérale de Dempster. Mais parlons d'abord des revendications territoriales du Yukon.

L'honorable M. Olson: Sénateur Austin, je crois que vous nous entraînez dans une série de questions auxquelles nous pourrions évidemment tenter de répondre, mais je ne crois pas que nous ayons la responsabilité directe de connaître l'état actuel des négociations; j'estime que le Comité des autochtones connaît fort bien les engagements du gouvernement fédéral qui ont trait aux emprises pour la construction de la canalisation latérale.

L'honorable M. Sharp: Je suis sûr que le sénateur Austin connaît l'attitude du Conseil des Indiens du Yukon qui s'oppose à toute construction avant le règlement des revendications.

Le sénateur Austin: C'est exact.

L'honorable M. Sharp: Cet état de choses a influencé nos relations avec le Conseil. Tout en entretenant avec lui des relations utiles, nous lui avons demandé de nous indiquer les sites qu'il juge importants pour les Indiens, qu'il s'agisse de cimetières, de territoires de chasse, etc. Le Conseil en fait le relevé pour nous et nous l'avons payé pour le faire. Cette forme de coopération est au moins assurée. Toutefois, les Indiens ont refusé de proposer des candidats pour le Conseil consultatif du Yukon et leur position officielle n'a pas changé.

[Text]

candidates for the Yukon Advisory Council, and their official position is still as it was.

You know probably as much as I about the course of the negotiations for the land claims. I would say just this, that since, even at the best, we could not expect construction to get underway in the Yukon for two or three years, there is plenty of time to achieve a claims settlement, so we are proceeding on the basis that there will be a claims settlement in time to enable the council to co-operate with us, as we had hoped they would have done in the past.

Senator Austin: I just have one additional question. It relates to the negotiations with the Province of British Columbia in respect of their financial claims on the pipeline's passage to northeastern British Columbia. Have those claims been brought to a conclusion?

Hon. Mr. Olson: No, they have not been brought to a conclusion. We have signed an agreement with Alberta. I am not sure about Saskatchewan.

Hon. Mr. Sharp: Not yet, but it will be. There is no difficulty.

Senator Austin: So there is still some separation of principles between the federal government and the Province of British Columbia with respect to their revenue entitlements and compensation for transit through British Columbia?

Hon. Mr. Olson: To date we have been unable to reach the agreement. We do not have a signed agreement. We do not have an unsigned agreement either for that matter.

Hon. Mr. Sharp: I should add, Mr. Chairman, however, that we have got an administrative arrangement with British Columbia for their co-operation in dealing with this surveillance and meshing our respective environmental requirements and so on. We are having no difficulty in that respect. I am sure that you, Mr. Chairman, and Senator Austin know that while the question of taxation remains outstanding, that is not, so far as I know, interfering in any way with the building of the pipeline. The question will not really arise until the pipeline is built.

Senator Lucier: I have a couple of questions. First of all concerning the conditioning plant in Prudhoe Bay, could you tell me what the cost would be for that plant?

Hon. Mr. Olson: I am just advised that, like everything else, it is going up a little, somewhere between \$2.5 billion and \$4 billion.

Senator Lucier: I wonder how far ahead they are with the design and planning of that plant. It is a project of such magnitude that it seems to me that it will be a long time before the plant is in place. My understanding is that the gas has to be scrubbed before it is put in that pipeline.

Hon. Mr. Olson: That is correct.

Senator Lucier: In trying to put the matter into some sort of time frame, it seems to me that there will be no pipeline carrying gas until the conditioning plant is built. Has anyone any idea when that conditioning plant will be completed or if it will be completed in time?

[Traduction]

Vous en savez probablement autant que moi à propos des négociations portant sur les revendications territoriales. Je dirais simplement que même en étant très optimistes, nous ne pouvons nous attendre à ce que les travaux de construction débutent au Yukon avant deux ou trois ans et nous avons amplement le temps de régler les revendications; nous prenons pour acquis que les revendications seront réglées à temps pour permettre au Conseil de collaborer avec nous, comme nous espérons qu'il l'aurait fait par le passé.

Le sénateur Austin: J'aimerais poser une autre question à propos des négociations avec le gouvernement provincial de la Colombie-Britannique qui portent sur les indemnités qu'il veut obtenir pour la construction du pipe-line dans le nord-est de cette province. Ces différends ont-ils été réglés?

L'honorable M. Olson: Non. Nous avons signé un accord avec l'Alberta et j'ignore où nous en sommes avec la Saskatchewan.

L'honorable M. Sharp: L'accord n'a pas encore été signé mais il le sera sans difficulté.

Le sénateur Austin: Il existe encore un désaccord de principe entre le gouvernement fédéral et celui de la Colombie-Britannique à propos des droits et indemnités qu'il réclame pour la construction du pipe-line dans cette province?

L'honorable M. Olson: À ce jour, nous n'avons pas encore signé d'accord ni conclu d'entente de principe.

L'honorable M. Sharp: J'aimerais toutefois ajouter, monsieur le président, que nous avons obtenu du gouvernement de la Colombie-Britannique une entente administrative nous assurant de sa collaboration pour la surveillance et l'uniformisation de nos exigences respectives en matière d'environnement, etc. Je suis sûr que vous-mêmes et le sénateur Olson savez que même si la question de la fiscalité reste en suspens, elle n'empêche nullement la construction du pipe-line. Cette question ne sera d'ailleurs pas soulevée avant la fin des travaux.

Le sénateur Lucier: J'aimerais poser quelques questions. En premier lieu, pourriez-vous me dire combien coûtera l'usine de conditionnement de Prudhoe Bay?

L'honorable M. Olson: On vient de me dire que comme tout le reste, les coûts augmentent quelque peu et ils devraient se situer entre \$2.5 et \$4 milliards de dollars.

Le sénateur Lucier: À quel stade en sont les travaux de conception et de planification? Le projet est d'une telle envergure qu'il faudra probablement attendre longtemps avant que l'usine ne soit construite. Je crois comprendre que le gaz doit être épuré avant d'être acheminé par pipe-line.

L'honorable M. Olson: C'est exact.

Le sénateur Lucier: Pour parler en terme de délais, il me semble que le pipe-line ne sera pas utilisé tant que l'usine de conditionnement ne sera pas construite. Savez-vous quand elle le sera et si l'échéancier sera respecté?

[Text]

Hon. Mr. Olson: I cannot answer that positively, although certainly the target of having the pipeline finished, which includes the conditioning plant being physically capable of accepting that gas, by the end of 1985 is still valid so far as we are concerned.

I have just been advised that there is an agreement between the sponsors and the producers for an allocation or a commitment of funds to complete the design of the plant.

Senator Lucier: It seems to me that that plant will require a great input of people and material, and I cannot believe that in that environment it will be completed very quickly. Is the non-completion of the plant going to be the next hold-up?

Hon. Mr. Sharp: I met yesterday with one of the partners in the consortium, and we talked specifically about the conditioning plant because, like you, we agree that nothing will pass through that line until the conditioning plant is built. We have always looked upon this as perhaps a potential cause of delay. We were informed by the group we met yesterday, who are involved, that they are now actively planning the conditioning plant. I asked specifically whether they were involved in Alaska, and was told that they were certainly actively interested. One of the problems was to meet the requirement of Alaska concerning the industry that they hoped to base upon the residue from the scrubbing. The impression I got from the discussions yesterday, however, was that everyone now understands the urgency of going ahead with the conditioning plant. I asked if the project was still on target and if completion was anticipated by the end of 1985, and was told that this was the case and that they were still planning that target date.

The Chairman: As a supplementary question, I would like to point out that I have difficulty in segregating the producers and the promoters, and you just now used the word "consortium." Have they, in fact, all joined together now?

Hon. Mr. Sharp: The consortium I referred to, and which the minister also referred to, is the 11 companies who are building the line.

The Chairman: Promoters?

Hon. Mr. Sharp: Yes, they are the builders of the line; they are the sponsors. On the other side you have the owners of the gas, such as Exxon, Arco, Sohio—and now Phillips has joined. They are expected to put up a lot of the money because they are very rich oil companies and have more resources than even the consortium sponsoring the pipeline.

Just before the government received the assurances from the United States administration, the consortium which is building and the gas producers who own the gas got together—this is a very important development—and agreed to spend, jointly, half a billion dollars on designing the line. They entered into a statement of intent on the financing. That was a big step forward. My understanding is that the momentum has continued and was given a great boost by the beginning of construction.

The Chairman: For the plant and the line?

[Traduction]

L'honorable M. Olson: Je ne puis vous répondre de façon catégorique mais en ce qui nous concerne, l'échéance pour la fin de la construction du pipe-line et de l'usine de conditionnement qui pourra traiter ce gaz est encore fixée pour la fin de 1985.

On vient de m'apprendre que les investisseurs et les producteurs avaient conclu un accord pour le versement de fonds nécessaires à l'achèvement de la conception de l'usine.

Le sénateur Lucier: Il me semble que la construction de ces installations requerra une main-d'œuvre abondante et des quantités énormes de matériaux et de ce fait, je ne puis croire qu'elles seront terminées très rapidement. Le non-achèvement de l'usine constituera-t-il le prochain obstacle?

L'honorable M. Sharp: J'ai rencontré hier un des partenaires du consortium et nous avons justement parlé de cette usine de conditionnement car comme vous, nous reconnaissons que le pipe-line sera inutile tant que l'usine ne sera pas construite. Nous avons toujours considéré que ce stade pourrait entraîner des retards. Le groupe que nous avons rencontré hier nous assure qu'il travaille activement à la planification de l'usine. J'ai demandé à ces personnes si elles s'intéressaient aux divers projets en Alaska et elles m'ont répondu par l'affirmative. L'un des problèmes consistait à répondre aux exigences de l'Alaska à propos de l'industrie qu'ils espèrent mettre en place pour traiter les résidus d'épuration. Les discussions d'hier m'ont laissé l'impression que tout le monde comprenait qu'il était urgent de construire cette usine. On m'a confirmé que l'échéancier était respecté et que les travaux devraient être terminés vers la fin de 1985.

Le président: Pour compléter ce que vous avez dit, j'aimerais vous signaler que j'ai de la difficulté à dissocier les producteurs des investisseurs et vous venez de parler de consortium. Ces différents niveaux sont-ils regroupés?

L'honorable M. Sharp: Le consortium dont moi-même et le ministre avons parlé, est formé des onze sociétés qui construisent le pipe-line.

Le président: Les promoteurs?

L'honorable M. Sharp: Oui, les investisseurs qui construisent la canalisation. D'autre part, nous retrouvons les propriétaires du gaz comme Exxon, Arco, Sohio, etc, et tout récemment Phillips. Il est prévu qu'ils réuniront des sommes imposantes car il s'agit de sociétés pétrolières très riches, plus riches même que le consortium qui finance le pipe-line.

Juste avant que le gouvernement ne reçoive des garanties des Américains, le consortium qui construit le pipe-line et les producteurs de gaz propriétaires des réserves se sont associés et, point très important, ils ont décidé d'investir conjointement un demi-milliard de dollars pour la conception du pipe-line. Ils ont établi un énoncé de principe pour le financement, ce qui constitue un progrès considérable. J'estime que le mouvement est amorcé et que l'inauguration des travaux a fourni une impulsion appréciable.

Le président: Pour l'usine et la canalisation?

[Text]

Hon. Mr. Sharp: Yes, they are both being considered as a unit now. At one time one considered the conditioning plant as something separate, but that is not the way the plans are now being considered.

Senator Lucier: Do they still intend to make use of the by-products from the Alaska pipeline?

Hon. Mr. Sharp: That is right.

Senator Lucier: Have any studies been done in this regard? I do not see how they are going to haul that material down from Prudhoe Bay and still come up with an economic project. Are they doing some studies in this connection?

Hon. Mr. Sharp: Yes, I am informed that the people in Alaska are interested in industrial development. The matter is still under consideration. Your judgment as to its economic viability may be quite sound, but it is still being considered.

Senator Lucier: With the patriation of the Constitution, there will be a new Bill of Rights wherein the mobility rights of Canadians will be guaranteed. This means that a Canadian can work anywhere in Canada, including the Yukon, and not be discriminated against. I fully agree with that being part of the Bill of Rights.

However, having said that, I think this could have a devastating effect on the Yukon where the population of 20,000 will increase dramatically by an influx of Canadians who will be employed in building this pipeline.

In previous pipeline agreements the people of the Yukon were guaranteed jobs and, in fact, would have first choice of jobs in the Yukon. This situation will obviously change with this new Bill of Rights. Can anything be done about that? It will be a devastating matter for the Yukon to have people from outside come into the Yukon. In Alaska they had an ungodly mess because they had no control over the situation. The Yukon thought it had a handle on the situation until this new Bill of Rights was proposed.

Hon. Mr. Olson: It is difficult to answer that question precisely but, of course, there are some undertakings in the commitments that have been made to provide some people, particularly the native population, with some facilities for training so that they can offer their services for employment on the pipeline. I think there is some difference between providing that by way of an incentive and therefore upgrade the relative advantage, and some kind of discrimination where you cannot even apply for employment.

I would also expect that some of the hiring locations and practices that we expect to be there will give some advantage, not only to the natives for what I have just described but also to the people living there.

Senator Lucier: Will we be able to do that notwithstanding a new Bill of Rights? This is what I am curious about. Whether or not you train a native in the Yukon to build a pipeline, if there is an opening for a welder and I get there 10 minutes ahead of him, will I get the job? Will it still be possible to give the native that job if there is a new Bill of

[Traduction]

L'honorable M. Sharp: Oui, les deux aspects forment maintenant un tout. À une certaine époque, l'usine de conditionnement était considérée comme une unité distincte mais les plans ne sont plus établis de cette façon.

Le sénateur Lucier: Avez-vous toujours l'intention de faire usage des sous-produits provenant du pipe-line de l'Alaska?

L'honorable M. Sharp: Oui.

Le sénateur Lucier: Des études ont-elles été effectuées en ce sens? Je ne vois pas de quelle façon il serait possible d'aller chercher ces produits à Prudhoe Bay tout en réalisant des bénéfices. Effectue-t-on des études en ce sens?

L'honorable M. Sharp: Oui, on m'informe que la population de l'Alaska songe à un projet industriel dont les éléments sont encore à l'étude. Votre opinion quant à la rentabilité du projet peut être très valable mais le projet n'en n'est pas moins à l'étude.

Le sénateur Lucier: Le rapatriement de la constitution comportera une nouvelle charte des droits qui garantira la libre circulation des Canadiens. Cela signifie qu'un Canadien pourra travailler n'importe où au pays, et notamment au Yukon, sans subir de discrimination. Je suis d'accord pour que cette garantie soit incluse dans la charte des droits.

Cela étant dit, j'estime que cette garantie pourrait avoir un effet très néfaste sur le Yukon dont la population d'à peine 20 000 habitants sera gonflée par l'arrivée de Canadiens qui travailleront à la construction de ce pipe-line.

Dans des accords antérieurs portant sur la construction de canalisations, les habitants du Yukon étaient assurés de trouver du travail et en fait, ils étaient les premiers à pouvoir choisir. Il est évident que cette nouvelle charte des droits modifiera cette situation. Peut-on faire quelque chose pour empêcher que des gens de l'extérieur n'envahissent le Yukon? Les résultats ont été désastreux en Alaska parce qu'il n'existait aucun mécanisme de contrôle. La population du Yukon pensait avoir la situation en main jusqu'à cette nouvelle charte des droits soit proposée.

L'honorable M. Olson: Il est difficile de répondre à cette question de façon précise mais certains engagements ont été pris pour offrir à une partie de la population, et en particulier aux autochtones, la possibilité de recevoir une formation leur permettant de travailler à la construction du pipe-line. Je crois qu'il existe une différence entre le fait d'offrir ces encouragements et de rendre les avantages relatifs plus intéressants et celui d'exercer une discrimination qui empêcherait la population de postuler certains emplois.

J'espère aussi que les lieux et méthodes d'embauche qui seront choisis favoriseront non seulement les autochtones mais aussi la population du Yukon en général.

Le sénateur Lucier: Pourrions-nous procéder de cette façon malgré une nouvelle charte des droits? C'est ce que je me demande. Que vous montriez ou non à un autochtone du Yukon comment construire un pipe-line, si un poste de soudeur est vacant et que je me présente dix minutes avant lui, obtiendrai-je le poste? Sera-t-il encore possible d'offrir ce

[Text]

Rights? It seems to me that we had arrived at an excellent solution to this potential problem.

I am wondering whether we have lost that, and if something can be done.

Hon. Mr. Olson: I understand the honourable senator's concern, but I believe I should defer to some interpretation of what may be in the Bill of Rights with respect to employment practices. I will try to get an answer for you.

Senator Lucier: I would appreciate it if we could have an answer sent to us.

Senator Guay: Mr. Chairman, my question is similar to that asked by Senator Lucier. In the back of my mind I have the matter pertaining to the Hudson Bay Mining and Smelting Corporation in Flin Flon who brought in approximately 60 skilled workers from England. Has there been a study or assessment made to find out the number of people that would be required to complete the job, and the requirements related to the skilled workers involved? I believe that is one of the concerns that Senator Lucier must have, because a company may say, "We could possibly hire these people that we are getting at the moment". But they are not trained; they do not have the skills needed for the pipeline. What is being done? I would like to ensure, if possible, that the pipeline will be built by Canadian manpower—I could also add "womanpower"—in the various trades. Has any study been done in this regard? Are they satisfied that the work can be done?

Hon. Mr. Olson: In response to that question, Mr. Chairman, there are, of course, studies under way. We may have received a preliminary manpower plan of the company's intentions, but we have not yet approved that manpower plan, which they are obliged to submit to us for approval. When it is received, no doubt we shall take into account some of the questions raised by Senator Lucier.

As to the overall supply—if that is the right word—of some of the critical skills that will be needed on this mega-project or massive construction project, I can say that we are concerned about whether we can get enough skilled workers at the right time. There is developing a critical shortage of some of the skills needed for this and other projects.

Through the Ministry of Employment and Immigration the government is now looking into the position almost on an urgent basis, to see if we can supply the critical skills, some of the technological skills, required on this project as well as a number of others, so that we can meet the requirements when they arise. That is not specific to this pipeline. There is a much broader deficit appearing almost month by month. We recognize that.

With respect to some of the other comments that were made, we also recognize that some of those requirements were met by immigration. We believe, and the Minister of Employment has stated on a number of occasions that we should give the first opportunity to Canadians to acquire the necessary

[Traduction]

poste à un autochtone en dépit de cette nouvelle charte? Il me semble que nous avons trouvé une excellente solution à ce problème éventuel.

Je me demande si nous avons perdu ceci et si on peut faire quelque chose.

L'honorable M. Olson: Je comprends les préoccupations de l'honorable sénateur, mais je pense que je devrais m'en tenir à l'interprétation de ce que peut contenir la charte des droits en ce qui concerne les pratiques en matière d'emploi. J'essaierai de vous obtenir une réponse.

Le sénateur Lucier: Je vous en serais très reconnaissant.

Le sénateur Guay: Monsieur le président, ma question se rapproche de celle posée par le sénateur Lucier. J'ai en tête l'affaire de la *Hudson Bay Mining and Smelting Corporation* de Flin Flon qui a embauché environ 60 employés qualifiés d'Angleterre. Une étude ou une évaluation a-t-elle été effectuée pour trouver le nombre de personnes qui sera nécessaire pour terminer le travail ainsi que les compétences demandées aux travailleurs qualifiés? Je pense que c'est une des préoccupations du sénateur Lucier, car une société pourrait très bien affirmer qu'elle pourrait embaucher les personnes qui se présentent. Cependant, elles ne sont pas qualifiées; elles n'ont pas les compétences voulues pour assurer la construction du pipeline. Que fait-on? J'aimerais m'assurer, dans la mesure du possible, que le pipe-line sera construit par une main-d'œuvre canadienne masculine et féminine, quels que soient les corps de métiers. Une étude a-t-elle été effectuée à ce sujet? Sont-ils convaincus que le travail peut-être fait?

L'honorable M. Olson: En réponse à cette question, monsieur le président, des études sont évidemment en cours. Il se peut que nous ayons reçu une ébauche préliminaire des intentions de la société, mais nous n'avons pas encore approuvé ce plan d'embauche qu'elle doit nous présenter pour approbation. Lorsque nous le recevrons, il ne fait aucun doute que nous prendrons en considération certaines des questions posées par le sénateur Lucier.

Quant aux compétences exigées par ce méga-projet ou ce projet de construction d'envergure, je peux dire que nous nous demandons si nous pourrions obtenir suffisamment de travailleurs qualifiés au moment voulu. On assiste à une pénurie de plus en plus critique de certaines des compétences nécessaires pour mener à bien ce projet et d'autres.

Par l'intermédiaire du ministère de l'Emploi et de l'Immigration, le gouvernement examine la situation de façon urgente pour savoir si nous pouvons offrir les compétences qui manquent, certaines des compétences techniques, que requiert ce projet ainsi que d'autres pour que nous puissions faire face à la demande. Cette situation n'est pas particulière au pipe-line. La pénurie devient, mois après mois, beaucoup plus importante et nous le savons.

Quant à certains autres commentaires qui ont été formulés, nous savons également que l'immigration est venue suppléer à certaines lacunes. Nous estimons, et le ministre de l'Emploi l'a répété à de nombreuses reprises, que nous devrions donner aux Canadiens la possibilité d'acquérir les compétences nécessai-

[Text]

skills. If we are unable to do that, we do not believe that we can meet any significant shortages by immigration at this stage. That probably does not include the two or three years ahead. It is a very serious problem.

The Chairman: Mr. Minister, you mentioned this project. When you consider the \$30 billion worth of projects that we shall have in Alberta over the next five or six years, are there plans for that? Were you speaking of projects generally or "project" singular?

Hon. Mr. Olson: I am speaking about projects generally. For example, the recovery plant at Cold Lake requires some of the same skills that are needed on the pipeline project. There could be one or more additional tar sands projects under way by the middle of this decade. There could also be some significant construction requirements at some of the other places where known deposits of hydro carbons, especially heavy or synthetic oil, are recoverable from the tar sands. That will require a great number of workers. That is only the energy-related requirements. There are other major or mega-projects being planned that would also require some of the skills that I have talked about, and we are extremely concerned as to whether they will be available in the right places and at the right time.

Senator Riley: My questions have already been partially answered. They are in respect of the employment of native people, and this is information that I believe Senator Williams would like to have. Mr. Minister, you mentioned the training of native people. Is there any training presently in progress?

Hon. Mr. Olson: I believe there is some that has been undertaken by Foothills in cooperation with the other companies and the provincial government. Perhaps Mr. Sharp would like to expand on that, as he probably has more details about those training programs.

Hon. Mr. Sharp: What you say, Mr. Minister, is quite right. Nova and Westcoast, the two principal partners, are engaged in training. I do not think we are altogether satisfied that the training is adequate. It is a part of the whole approach to manpower. We have been cooperating with the Department of Employment and Immigration to try to get a manpower plan, not only of the number of people who will be needed and where they are to come from but also to see whether the supply is being properly augmented. As the minister says, so far as we can see, there will be a need for more trained people than we have in the country. NOVA, which used to be the AGTL, has always had a policy and a program of training. We hope that will be accelerated for this project.

Senator Riley: What emphasis has been placed on the recruitment for training and the training of the native people?

Hon. Mr. Sharp: That is included. Let me speak for a moment about NOVA, which was AGTL. Those of you who are familiar with the operations of that company know that they follow a policy of including in their work force the same proportion of Indians as Indians bear to the population of Alberta. So they have been actively involved in trying to see

[Traduction]

res. Si nous ne le pouvons pas, nous ne pensons pas pouvoir, à l'heure actuelle, régler cette pénurie en recourant à l'immigration. Ceci n'inclut vraisemblablement pas les deux ou trois prochaines années. C'est un problème très grave.

Le président: Monsieur le ministre, vous avez parlé de ce projet. Lorsque vous considérez les \$30 milliards de projets que nous effectuerons en Alberta au cours des cinq ou six prochaines années, y a-t-il des plans à ce sujet? Parlez-vous de projets en général ou d'un projet en particulier?

L'honorable M. Olson: Je parle de projets en général. Par exemple, l'usine de récupération de Cold Lake nécessite certaines des compétences dont a besoin le projet du pipe-line. Il se peut qu'un ou plusieurs projets de sables bitumineux viennent s'y ajouter d'ici le milieu des années 80. Il pourrait également y avoir d'importants projets de construction là où des hydrocarbures, et particulièrement de l'huile lourde ou synthétique, pourraient être extraits des sables bitumineux. Ce projet nécessitera un grand nombre de travailleurs. Et je ne parle là que des besoins dans l'industrie de l'énergie. Il existe d'autres projets importants en voie de planification, qui nécessitent certaines des compétences dont j'ai parlé, et nous nous demandons avec crainte si nous pourrions les obtenir aux lieux indiqués et au moment voulu.

Le sénateur Riley: On a déjà répondu partiellement à mes questions. Elles portent sur l'emploi des autochtones et je crois que cela intéresse également le sénateur Williams. Monsieur le ministre, vous avez parlé de la formation des autochtones. Sont-ils en cours de formation actuellement?

L'honorable M. Olson: Je pense que certains ont été formés par la Foothills, en collaboration avec les autres sociétés et le gouvernement provincial. M. Sharp pourrait peut-être s'étendre sur le sujet comme il dispose probablement de plus amples détails sur ces programmes de formation.

L'honorable M. Sharp: Ce que vous dites, monsieur le ministre, est tout à fait exact. NOVA et Westcoast, les deux principaux partenaires, possèdent des programmes de formation. Mais nous ne sommes pas convaincus que ces programmes soient suffisants. Cela fait partie de la façon globale dont est présentée la main-d'œuvre. Nous collaborons avec le ministère de l'Emploi et de l'Immigration pour essayer d'obtenir un plan de main-d'œuvre, non seulement en ce qui concerne le nombre de personnes dont on aura besoin et leur origine mais également pour voir si l'offre augmente. Comme le dit le ministre, nous aurons vraisemblablement besoin d'un plus grand nombre de personnes qualifiées que nous n'en disposons dans ce pays. NOVA, anciennement l'AGTL, a toujours eu une politique et un programme de formation. Nous espérons que ce projet leur donnera une nouvelle impulsion.

Le sénateur Riley: Quelle priorité est accordée au recrutement et à la formation des autochtones?

L'honorable M. Sharp: C'est compris dans le plan. Laissez-moi vous parler un instant de NOVA, anciennement l'AGTL. Ceux d'entre vous qui connaissent cette société savent qu'elle a pour politique d'inclure dans sa main-d'œuvre la même proportion d'Indiens qu'il y en a par rapport à la population de l'Alberta. Elle a donc cherché activement à donner aux Indiens

[Text]

that Indians get an opportunity to participate in all of those developments. As an agency we have, of course, been doing what we can to encourage the employment of Indians.

In southeastern British Columbia, for example, I think it was largely as a result of our efforts that ANG, who are the operating people, and their contractors in that part of the country, employed an Indian contractor to do the clearing. This gave work to quite a number of people for a temporary period, and we have been urging the company to try to keep as many of these people on as possible. That, I believe, is quite a step forward, as Senator Lucier said.

We are under instruction in the Northern Pipeline Act to pay particular attention to the interests of the native peoples, and we consider it to be part of our mandate to do everything we can to encourage their employment. Apart from any question of discrimination, this is just on the basis that here is an opportunity of upgrading Indian skills, and this is going on.

I am frank to admit, however, Mr. Chairman, that we are not at all satisfied that enough has yet been done.

Hon. Mr. Olson: I might add that there is a training school at Grouard, Alberta. I want to be careful what I say here, because I may have to correct it, but I think this school is partly funded by the sponsor, NOVA, or what was AGTL.

Senator Riley: Have you or Mr. Sharp's agency been able to formulate even a rough estimate of how much of the 51,000 man-years of work in southern Alberta, on that portion of the pipeline, might fall to native people?

Hon. Mr. Sharp: We may have a figure like this. It is not on the tip of my tongue. Perhaps before the next meeting of the committee I will see if I can get you something that will satisfy you on this point.

Senator Riley: And with regard to this training school, what particular skills is it trying to develop?

Hon. Mr. Olson: I will get some more information on that, but I think it is heavy equipment operation, and perhaps welding, about which I am not sure, though I think they do, and some of those jobs that require skilled training of that nature for on-site work.

Senator Riley: That school not only recruits the native population, but does so generally, is that right, among the local people?

Hon. Mr. Olson: Can you help me on that, Mr. Sharp? I am not sure whether they offer strictly native training or not.

Senator Riley: I am just following on from what Senator Lucier said, and wondering whether, under the mobility section of the proposed Bill of Rights, people from Ontario or the east may be able to enroll in this school.

[Traduction]

l'occasion de participer à tous ses projets. En tant qu'organisme, nous avons évidemment fait ce que nous pouvions pour encourager le recrutement d'Indiens.

Dans le sud-est de la Colombie-Britannique, par exemple, je crois que c'est largement grâce à nos efforts que ANG, les exploitants, et leurs entrepreneurs dans cette région du pays ont embauché un entrepreneur indien pour procéder au déboisement. Ce projet a donné temporairement du travail à un assez grand nombre de personnes et nous sommes en train de demander instamment à la société d'essayer d'en garder le maximum. Il s'agit là, je crois, d'un pas dans la bonne direction, comme l'a dit le sénateur Lucier.

La Loi sur le pipe-line du nord nous oblige à accorder une attention toute particulière aux intérêts des autochtones et nous considérons que cela fait partie de notre mandat de faire tout ce que nous pouvons pour encourager leur embauche. Toute question de discrimination mise à part, le fait est qu'il existe là l'occasion d'améliorer les compétences des Indiens et cela se poursuit.

Je dois vous dire cependant, monsieur le président, que nous sommes convaincus que nous n'en avons pas encore fait suffisamment.

L'honorable M. Olson: Je dois ajouter qu'il existe une école de formation à Grouard, en Alberta. Je dois faire attention à ce que je dis, car je devrai peut-être y apporter des corrections, mais je pense que cette école est financée partiellement par la société NOVA ou ce qui était l'AGTL.

Le sénateur Riley: Avez-vous pu ou M. Sharp a-t-il pu, formuler une estimation même approximative du nombre d'années-personnes qui pourraient revenir aux autochtones par rapport aux 51 000 qui ont été affectées dans le sud de l'Alberta, à cette partie du pipe-line?

L'honorable M. Sharp: Il se peut que nous ayons fait ce calcul. Mais je ne l'ai pas sur le bout de la langue. Je pourrai peut-être vous donner un chiffre qui vous sera utile avant la prochaine réunion du comité.

Le sénateur Riley: Et en ce qui concerne cette école de formation, quelles compétences particulières enseigne-t-elle?

L'honorable M. Olson: J'obtiendrai un peu plus d'informations à ce sujet mais je pense qu'il s'agit de la conduite d'équipements lourds et peut-être de soudure, mais je n'en suis pas sûr, et de certains des métiers qui nécessitent une formation qualifiée pour le travail à pied d'œuvre.

Le sénateur Riley: Cette école recrute des élèves non seulement parmi les autochtones mais aussi et en général parmi les populations locales, n'est-ce pas?

L'honorable M. Olson: Pourriez-vous m'éclairer à ce sujet Monsieur Sharp? Son enseignement est-il strictement réservé aux autochtones?

Le sénateur Riley: Pour reprendre ce qu'a dit le sénateur Lucier, je me demande si, en vertu de la disposition du projet de Déclaration des droits traitant de la mobilité, des résidents de l'Ontario ou de l'Est pourront s'inscrire à cette école.

[Text]

Hon. Mr. Olson: We will have to take that question as notice, too. I do not have the details of the applicant requirements, and so on, at the school.

Hon. Mr. Sharp: May I just add a word here, Mr. Chairman, relating to this series of questions?

There are problems, as has been pointed out, in reconciling the mobility sections, as they are now, of the proposed resolution, which of course has not yet been approved, and the undertakings made by the companies themselves when they appeared before the National Energy Board. They said they would give preferences, and so on. I think, however, we are on the right track when we say that part of the problem is that even if one could discriminate, the much more effective way of getting Indians employed is to see that they are trained to take jobs when these become available, and that does not require any discrimination at all. They would be qualified, like anyone else, and providing they were in the trades, and so on, they would have an opportunity to work. So training is very much at the root of the problem, as we see it. That is why I have said that we are not at all satisfied that enough has yet been done by way of training, so that Indians who might not otherwise get an opportunity of working will be ready to work, and will be acceptable.

Senator Adams: Mr. Chairman, my question might be a little different. I was just wondering if either Mr. Sharp or Senator Olson know anything about the Norman Wells sections of the pipeline. Has that been kind of stalled because of the Indian Brotherhood? They want to have a hearing first, before the pipeline starts across northern Alberta from Norman Wells.

Hon. Mr. Olson: All I can reply to that, Mr. Chairman, is that I, too, have seen the press reports of the National Energy Board hearings which were begun in Edmonton, I believe, where an objection was raised, and my information, subject to correction, is that they took the matter under advisement with regard to whether there was a conflict of interest there. I believe they have changed the venue of that hearing so as to go up into the Northwest Territories for it. There is more detail that obviously ought to be filled in in response to your question, but I do not have it with me. I will try to obtain that information from the National Energy Board.

Senator Yuzyk: Mr. Chairman, representatives of the NATO Defence College are presently visiting Canada. I have just returned from a session with these officers of the 15 member countries. There was a lively interest in the availability of energy to NATO, particularly oil and gasoline, and questions were asked about the northern pipeline and its completion on schedule. They are aware, of course, that this project is continuing.

What are the possible impediments that could delay the construction of the pipeline and prevent meeting the deadline of 1985?

[Traduction]

L'honorable M. Olson: Nous devons considérer cela aussi comme une question en suspens. Je ne connais pas les conditions d'admission à cette école.

L'honorable M. Sharp: Puis-je ajouter quelques mots, monsieur le président, au sujet de cette série de questions?

Comme on l'a fait remarquer, il est difficile de concilier les dispositions sur la mobilité, telles qu'elles se présentent actuellement dans la résolution proposée, qui n'a évidemment toujours pas été approuvée, et les engagements qu'avaient pris les sociétés lors de leur comparution devant l'Office national de l'énergie. Elles avaient dit qu'elles accorderaient certaines préférences et ainsi de suite. Cependant, il me semble juste de dire que le problème vient de ce que, même s'il peut y avoir discrimination, le meilleur moyen de permettre aux Indiens d'obtenir un emploi est d'assurer leur formation afin qu'ils puissent être embauchés dès qu'un poste devient libre, or à ce niveau il n'y a aucune discrimination. Ils seraient qualifiés comme n'importe qui d'autre, et pourvu qu'ils aient les compétences voulues ils auraient la possibilité de travailler. La formation se situe donc très certainement au cœur du problème. C'est pourquoi je dis que nous ne sommes pas du tout certain qu'on ait pris toutes les mesures pour assurer une formation suffisante pour des Indiens qui autrement n'auraient pas eu la possibilité de travailler soient disposés à le faire et en soient capables.

Le sénateur Adams: Monsieur le président, ma question portera sur un domaine un peu différent. Je me demande si M. Sharp ou le sénateur Olson ont des nouvelles des tronçons du gazoduc, à Norman Wells. Y a-t-il eu des contretemps à cause de la Fraternité des Indiens? Ils souhaitent une audience avant que le gazoduc ne traverse le nord de l'Alberta à partir de Norman Wells.

L'honorable M. Olson: Tout ce que je peux répondre à cela, monsieur le président, c'est que moi aussi j'ai des reportages que les journaux ont fait des audiences de l'Office national de l'énergie, commencées à Edmonton; une objection a été soulevée, et je me trompe peut-être, mais je crois savoir que la question de la possibilité de conflit d'intérêts a été mise à l'étude. Le lieu où les audiences doivent se dérouler aurait été changé, le groupe devant se réunir dans les Territoires du Nord-Ouest. Pour répondre à votre question, il faudrait naturellement vous donner beaucoup plus de renseignements que je n'en ai avec moi. J'essaierai de les obtenir auprès de l'Office national de l'énergie.

Le sénateur Yuzyk: Monsieur le président, des représentants du Collège de la Défense de l'OTAN visitent actuellement le Canada. Je reviens d'une rencontre avec des personnalités de 15 pays membres. Ils s'intéressent particulièrement à l'énergie accessible à l'OTAN, surtout au pétrole et à l'essence, et des questions ont été posées pour savoir si le gazoduc du Nord serait terminé à la date prévue. Ils savaient naturellement que ce projet est en cours de réalisation.

Qu'est-ce qui pourrait retarder la construction du gazoduc et empêcher de respecter l'échéance de 1985?

[Text]

Hon. Mr. Olson: Well, Mr. Chairman, I suppose that some of the impediments could be included in the categories that I mentioned. I am referring to the availability of all the skills that are needed in the right place at the right time, though we are trying to do what we can to remedy that problem. I suppose that others, at this point in time, would be, for instance, weather problems, that cannot be forecast to coincide with the timing of the construction. Construction run into difficulties if there is unseasonably difficult weather when the work is projected to be done. Other than that, I believe it is fair to say that there is an enhanced will on the part of all the participants to in fact get on with the job, and they have not moved their target date beyond what has been committed, to us, or beyond the assurances that were given to us.

Senator Yuzyk: How about the native land claims? I believe you have stated that that is pretty well on the road to settlement, but that may also be a problem in the construction of the pipeline if they decide to use obstruction, may it not?

Hon. Mr. Olson: I do not think that I want to be drawn into answering questions about the progress and to give any undertaking as to when those claims will be settled. I can say that from the information that we have we are encouraged to believe that those negotiations are going well.

The Chairman: As a supplementary to Senator Yuzyk, are there any decisions with respect to the Federal Energy Reserve Commission major decisions or matters to be resolved that might act as an impediment in the time of construction in the last or lower 48 states?

Hon. Mr. Olson: Any regulatory—

The Chairman: Any major matters or decisions yet to be resolved?

Hon. Mr. Olson: I am not sure that there are any that are not being resolved according to the schedule of when they ought to be or were projected to be. I am not sure that I can expand very much on that answer. I guess it is fair to say that all of the clearances for every single detail are not finally resolved, but I think it is fair to say, insofar as the timing and the schedule are concerned, that they have been met to date.

Senator Yuzyk: I just have one more question and that is in regard to NATO, and that was one of the problems that was discussed by the officers. In the situation that NATO could find itself at war—and that is a possibility, of course—is there any thought being given by Canada to making at least the surplus supplies of oil, gas and energy—and that includes, of course, nuclear energy—available to NATO?

Hon. Mr. Olson: Well, I think what you are asking now is a matter involving our national defence commitments through NATO, and I am not in a position to make any response to that. I perhaps could take it as notice and try and get you an answer, although I do not wish to give you an undertaking now that whatever those arrangements are between the member countries of NATO are indeed available for public information.

[Traduction]

L'honorable M. Olson: Je suppose, monsieur le président, que les catégories que j'ai mentionnées pourraient inclure certains empêchements. Par exemple, il faut que tous les corps de métier dont la participation s'impose soient sur place au moment voulu, et nous essayons de faire tout notre possible pour résoudre ce genre de problème. Il y aurait aussi des problèmes de climat dont on ne peut prévoir les répercussions sur le calendrier de la construction. Les travaux pourront avancer difficilement si des conditions climatiques imprévues se présentent. À part cela, il me paraît juste de dire que tous les participants sont extrêmement désireux de se mettre à l'œuvre, et qu'ils n'ont pas reculé la date qu'ils nous ont fixés ou qu'ils se sont engagés à respecter.

Le sénateur Yuzyk: Qu'en est-il des revendications foncières des autochtones. Vous avez dit, me semble-t-il, que cette question est pratiquement réglée, mais elle peut constituer un problème pour la construction du gazoduc si les autochtones décident de faire de l'obstruction, n'est-ce pas?

L'honorable M. Olson: Je ne voudrais pas être amené à répondre à des questions sur la progression des travaux, ni promettre quoi que ce soit quant aux règlements de ces revendications. Je peux cependant dire que, d'après les renseignements dont nous disposons, nous sommes en mesure de penser que ces négociations se passent bien.

Le président: Pour poursuivre dans la perspective du sénateur Yuzyk, la Commission fédérale des réserves énergétiques a-t-elle pris des décisions, ou doit-elle résoudre des questions qui pourraient retarder l'échéancier de la construction dans les derniers ou 48 autres États?

L'honorable M. Olson: Toute réglementation...

Le président: Doit-elle résoudre des questions importantes ou prendre certaines décisions?

L'honorable M. Olson: Je ne suis pas sûr qu'il y en ait qui ne soient pas résolues selon l'échéancier prévu à cet égard. Je ne pense pas pouvoir m'entendre sur cette question. Je peux cependant dire que toutes les autorisations concernant chaque détail ne sont pas complètement résolus, mais qu'en ce qui concerne l'échéancier tout a été respecté à ce jour.

Le sénateur Yuzyk: J'ai une autre question concernant l'OTAN, et c'est l'un des problèmes qu'ont examinés ces fonctionnaires. Au cas où l'OTAN se trouverait en guerre, ce qui constitue naturellement une possibilité, le Canada envisage-t-il de mettre à sa disposition ses approvisionnements excédentaires de pétrole, de gaz naturel et d'énergie, ce qui comprend, naturellement, l'énergie nucléaire?

L'honorable M. Olson: Vous posez actuellement une question concernant les engagements de notre Défense nationale envers l'OTAN et je ne suis pas en mesure d'y répondre. Je pourrais en prendre note et essayer d'y donner suite, mais je ne peux pas ici prétendre que les accords existant entre les pays membres de l'OTAN soient de nature à être divulgués au public.

[Text]

Senator Yuzyk: Just in a general way some thought has to be given to this particular problem, because I note that the European countries are counting on Canada to come to their assistance in time of crisis.

Hon. Mr. Olson: Well, I do not think I should add anything to the reply that I gave you. I can refer the question to the Minister of National Defence and the Secretary of State for External Affairs, but I do not want to give you an undertaking now that these arrangements are available for public information, but I will refer the question to them.

Senator Yuzyk: This is not for public information really; it is for our own purposes in discussing matters with our allies.

Hon. Mr. Olson: Well, that may be, Senator Yuzyk, but the questions and replies that take place in this committee are public information.

Senator Riley: Mr. Chairman, in the light of Senator Guy Williams' interest in the training and employment of the native people for the building of the Western leg, could we perhaps have some sort of report made to us through the Department of Employment and Immigration or perhaps have one of the officials report to us the responsibility of the agency with the assistance of Employment and Immigration?

Hon. Mr. Sharp: Well, Mr. Chairman, as far as the numbers employed in southeastern British Columbia are concerned, we get daily reports of the numbers who are employed, including the number of natives. That is readily available. We have only to get it for you. If you are asking about training programs for the rest of the line, this is where training becomes important.

I do not mean this to be critical of the government because I was once a member of it, but it took the government a little time to make up their mind whether they were going to proceed with prebuild and the result was at the end when the go-ahead was given, then things had to proceed rapidly. Otherwise, we would have been unable to complete the pipeline before snowfall, particularly in the areas of British Columbia where snow comes early, so what has happened in southeast British Columbia, I think, on the whole has been very satisfactory, but I would not want you to think that that is going to be the pattern for the future. That is just the beginning and we are learning from our experience in southeastern British Columbia and in Alberta what kind of problems we are going to face when we get into the really major building-up in the Yukon and northern British Columbia and in the rest of Alberta.

As I say, I think the number of Indian people who were employed in southeastern British Columbia was really quite substantial because a contract was given to an Indian contractor to do the clearing and the unloading of the pipe. It was very well done. We, like you, agree and I am sure Senator Williams would agree, however, that that kind of short term employment should not be the only benefit from a project of this kind for native peoples. We would like to see training proceed so that not only for this project but the others of which

[Traduction]

Le sénateur Yuzyk: De façon ne serait-ce que générale, il faut envisager ce problème étant donné que les pays d'Europe comptent sur l'aide du Canada en période de crise.

L'honorable M. Olson: Je ne pense rien devoir ajouter à ma réponse. Je peux transmettre la question au ministre de la Défense nationale et au Secrétaire d'État chargé des Affaires extérieures, mais je ne peux pas promettre maintenant que ces accords seront divulgués au public.

Le sénateur Yuzyk: Il ne s'agit pas de divulguer des renseignements au public mais à nous pour que nous puissions discuter de ces questions avec nos alliés.

L'honorable M. Olson: En effet, sénateur Yuzyk, mais les questions et les réponses qu'entend ce Comité ne sont pas confidentielles.

Le sénateur Riley: Monsieur le président, vu l'intérêt du sénateur Guy Williams quant à la formation et à l'emploi des autochtones pour la construction du tronçon Ouest, nous pourrions peut-être demander qu'un rapport nous soit fait par le ministère de l'Emploi et de l'Immigration, ou peut-être que l'un des fonctionnaires nous informe des responsabilités de l'Administration, avec le concours de l'Emploi et de l'Immigration?

L'honorable M. Sharp: Monsieur le président, nous recevons quotidiennement des rapports quant au nombre de personnes employées dans le sud-est de la Colombie-Britannique, dont les autochtones. Ces données sont faciles à obtenir; nous pouvons les mettre à votre disposition. Si vous avez des questions au sujet des programmes de formation pour le reste du gazoduc, c'est là que l'apprentissage devient important.

Je ne voudrais pas sembler critiquer le gouvernement, dont j'ai déjà fait partie, mais je tiens à dire qu'il a mis un certain temps à décider s'il allait envisager des tronçons préconstruits, de sorte qu'à la fin, lorsque la décision fut prise dans ce sens les choses ont dû progresser rapidement. Autrement nous n'aurions pas pu terminer le gazoduc avant la chute des neiges, surtout dans les régions de la Colombie-Britannique où il neige assez tôt; ce qui s'est passé dans le sud-est de la Colombie-Britannique a donc été très satisfaisant dans l'ensemble, me semble-t-il, mais je ne voudrais pas que vous pensiez que les choses devront se passer de la sorte à l'avenir. Ce n'est que le début et l'expérience que nous acquérons dans le sud-est de la Colombie-Britannique et en Alberta nous permet de voir à quels problèmes nous nous heurterons lorsque nous entreprendrons les grands travaux au Yukon, dans le nord de la Colombie-Britannique et dans le reste de l'Alberta.

Je crois qu'un bon nombre d'Indiens ont trouvé du travail dans le sud-est de la Colombie-Britannique, car un entrepreneur indien a décroché un contrat de défrichage et de transport de tuyaux. Le travail a été très bien fait. Cependant, je suis d'accord avec vous, et le sénateur Williams abonde certainement dans le même sens, il ne faut pas que ces emplois à court terme soient le seul avantage que les Autochtones retirent d'un projet comme celui-là. Nous voudrions qu'ils reçoivent une

[Text]

the minister has spoken there would be better opportunities for them.

Senator Austin: Mr. Chairman, I have one last question to ask the minister. About a year ago Exxon filed a plan with the United States Department of Energy proposing that the producers be allowed a 40 per cent equity in the United States portion of the gas pipeline in exchange for the support of 40 per cent of the debt load or the cost structure of the pipeline. I really have two questions. Has the Department of Energy accepted that plan, and if they have not—

Hon. Mr. Olson: The answer for the record will show that, as far as we know, they have not.

Senator Austin: If they have not, how does this financial responsibility in the United States get itself settled? Is it strictly a matter of negotiation between the producers and the consortium who have the permit from FERC, or is it that the Department of Energy will play the role of intervenor, and if the dispute goes on too long the administration in some form or other will tell them how the matter might be settled? There are governmental precedents for that. In order to keep this program on schedule to finish, let us hope, by the end of 1985, there may well be an important Canadian interest in the settling of the United States financial plan.

Hon. Mr. Olson: That is possible, but my problem is that you have asked a number of hypothetical questions in the sense that, "If this happens, or this gets delayed a little bit, then what is the United States government or some of its agencies going to do?" I really cannot answer that positively.

What we know, Senator Austin, if I may say so through you, Mr. Chairman, is that \$500 million-plus has been committed, but there has not at this stage been a change in the United States rules or law allowing for 40 per cent, or indeed any other percentage, of the pipeline to be held by the producers. I guess it would be my view at this stage that the United States government and the United States Congress believe that the pipeline can and, indeed, will be built without amending that section.

Hon. Mr. Sharp: May I differ slightly, Mr. Minister? It is clear that the administration is not going to go to Congress now to ask for any amendment, or so it appears to us anyway—that is, until there is a deal and until in fact there is a settlement amongst the sponsors and producers as to their respective ownership shares of the pipeline. When that time comes, so our understanding is, the administration will then go to Congress, if at that time it appears necessary to give the gas producers an ownership in the pipeline. They would say, "We have a deal, and all you have to do is to give the waiver." It does not imply positive legislation, but just a waiver of the present decision. Indeed, as the minister will recall, when we met with the senators and the congressmen in Washington on that occasion there was a debate as to which was the most useful thing for Congress to do in order to give the necessary assurances of the completion of the line: should it be a waiver to meet some of these problems that might arise in the future; or should it be a general resolution of support? I feel that the right decision was made—namely, that there should be a

[Traduction]

certain formation de façon à profiter davantage de ce projet et d'autres réalisations que le ministre a évoquées.

Le sénateur Austin: Monsieur le président, j'ai une dernière question à poser au ministre. Il y a un an, la société Exxon a présenté un plan au département américain de l'Énergie proposant que les producteurs puissent obtenir une participation de 40% dans le tronçon américain du gazoduc pourvu qu'ils se chargent de 40% de la dette ou de la structure des coûts du pipe-line. J'ai deux questions, en fait. Le département de l'Énergie a-t-il accepté cette proposition et si non...

L'honorable M. Olson: Autant que nous sachions, la proposition n'a pas été acceptée.

Le sénateur Austin: Sinon, comment les responsabilités financières des États-Unis seront-elles assumées? Est-ce simplement une question de négociations entre les producteurs et le consortium qui a obtenu le permis de la F.E.R.C.? Le département de l'Énergie interviendra-t-il? Si le différend se poursuit trop longtemps, l'administration imposera-t-elle une formule de règlement? Il y a d'ailleurs des précédents à cet égard. Si l'on veut respecter l'échéancier et terminer les travaux, espérons-le, d'ici la fin de 1985, il importe grandement au Canada que la question financière soit réglée aux États-Unis.

L'honorable M. Olson: C'est possible, mais vous me posez là une série de questions hypothétiques: si ceci ou cela se produit, s'il y a de légers retards, que feront le gouvernement américain ou certains de ses organismes? Je n'en sais rien.

Ce que nous savons, sénateur Austin, c'est que des engagements de plus de \$500 millions de dollars ont été pris, mais, jusqu'à présent, les États-Unis n'ont pas modifié leurs dispositions pour permettre aux producteurs une participation de 40% ou de quelque autre pourcentage. Pour l'instant, je crois que le gouvernement et le Congrès américains sont persuadés que le pipe-line peut-être construit et sera effectivement construit sans qu'on modifie ces dispositions.

L'honorable M. Sharp: Mon point de vue serait légèrement différent, monsieur le ministre. Il est clair que le gouvernement ne demandera pas au Congrès d'apporter une modification, c'est du moins ce qu'il nous semble, du moins jusqu'à ce qu'il y ait un accord entre les constructeurs et les producteurs quant à leur participation respective. Le moment venu, croyons-nous, le gouvernement s'adressera au Congrès, si cela s'impose à ce moment-là, pour assurer une participation aux producteurs de gaz. Comme il y aurait entente, le gouvernement ne ferait que réclamer une dispense. Il n'y aurait pas de loi à adopter, seulement une exception à la décision qui s'applique à l'heure actuelle. Lorsque nous avons rencontré les sénateurs et les membres du Congrès à Washington, le ministre s'en souviendra, il a été question des mesures que le Congrès pouvait prendre pour donner les assurances nécessaires à la construction du pipe-line: s'agissait-il d'une dispense permettant de résoudre les problèmes qui se poseraient à l'avenir ou bien d'une résolution générale appuyant le projet? C'est la bonne décision qui a été prise, à mon sens, car la résolution générale

[Text]

general resolution of support which connotes that if it becomes necessary for the Congress to act, they are prepared to do so.

Hon. Mr. Olson: You see, there is only a little difference between us.

Senator Austin: There is clearly not a difference in substance. I suppose my concern is in terms of the areas of fact; that is, to know whether there is in place an agency or authority of the United States government which has the power to impose a financial settlement if the parties are unable to come to an agreement. The alternative is that time can continue to run against the project, with the present group led by Northwest or the producers' group deciding for themselves in whose favour time does run, and playing the game out that way. That, I think, is an area still at large in terms of the United States.

Hon. Mr. Olson: It is, but we have a commitment from both houses that is a very heavy assurance, and I expect, for the details of what you are asking within a timeframe necessary to meet the target date, that that assurance includes taking appropriate action in time. That is about as far as we can go, I think.

Senator Austin: Ultimately, we will have to ask the United States government to find some method of bringing about a solution of the difficulty if it is not brought about by way of agreement of the parties.

Hon. Mr. Olson: Well, I am not sure.

Senator Austin: We have the reigning expert in such solutions sitting next to you.

Hon. Mr. Sharp: If I may add a word, I understand the minister's reluctance to say what the United States government will do, and certainly I do not know either. However, my impression is—and I know that it is shared by the minister—that there is now general recognition in the United States that they must get access to that Alaska gas. That is what is really going on. There has been an enormous change in attitude towards the project on all sides dating from about, I would say, the time that the Prime Minister wrote to the President and said, "If you don't do something this project is going to collapse." From that time on things began to happen, and the decision on the part of the Canadian government to permit the beginning of construction ultimately converted this project from being a theoretical one to being a real one.

The information I have been able to gain from talking to those concerned with the financing of the pipeline is that they are proceeding to work out arrangements. Up until the last few months there was a tendency to say, "Look at the size, and look at how much money you have to raise. It is an enormous problem." Now they are talking about how much it is, what sort of backups there should be, and how to raise the money. Nevertheless, as I understand it, they do not expect that they will be unable to settle their differences.

Senator Austin: Thank you.

The Chairman: I have two brief questions, one for Mr. Sharp and one for the minister.

[Traduction]

a été adoptée, ce qui démontre que le Congrès est disposé à intervenir au besoin.

L'honorable M. Olson: Ce n'est effectivement qu'une question de nuance.

Le sénateur Austin: Il n'y a aucune divergence quant au fond. Essentiellement, je voudrais savoir s'il existe aux États-Unis un organisme ou une autorité qui ait le pouvoir d'imposer un règlement financier si les parties sont incapables de s'entendre. Tous les délais nuisent au projet, mais le groupe que dirige la Northwest ou le groupe des producteurs décident en faveur de qui le temps joue et établissent leurs positions en conséquence. C'est une question qui reste assez imprécise, aux États-Unis.

L'honorable M. Olson: Effectivement, mais les deux chambres ont pris des engagements, des engagements solides, et je prévois que les détails qui vous intéressent seront réglés à temps pour que les délais soient respectés. L'assurance qu'on nous a donnée suppose qu'on interviendra à temps. C'est tout ce que je puis dire.

Le sénateur Austin: Au bout du compte, nous devons demander au gouvernement américain de trouver une façon de résoudre le différend si celui-ci n'est pas résolu par les parties.

L'honorable M. Olson: Je n'en suis pas sûr.

Le sénateur Austin: Le grand expert en cette matière se trouve tout près de vous.

L'honorable M. Sharp: J'ai un mot à ajouter. Je comprends que le ministre hésite à dire ce que le gouvernement américain fera ou ne fera pas, et je n'en sais rien moi non plus. Toutefois, mon impression, que le ministre partage d'ailleurs, c'est que maintenant, on reconnaît généralement aux États-Unis qu'il faut aller chercher le gaz de l'Alaska. Voilà ce qui se passe. Il y a eu un revirement radical de toutes parts à l'égard du projet, revirement qui remonte à peu près à l'époque où le premier ministre a écrit au Président pour lui dire que s'il n'y avait pas déblocage, le projet serait compromis. Les choses ont alors commencé à bouger et quand le gouvernement canadien a décidé d'autoriser le début de la construction, le projet est devenu quelque chose de bien concret.

D'après ce que j'ai appris des gens qui s'occupent du financement du pipe-line, on essaie de trouver un terrain d'entente. Il y a quelques mois encore, on se préoccupait de l'ampleur du projet, de l'énormité des investissements à consentir. Le problème semblait insurmontable. Aujourd'hui, on avance des chiffres, on étudie les garanties nécessaires et les moyens de trouver l'argent. En tout cas, je ne crois pas que nos voisins envisagent une impasse.

Le sénateur Austin: Merci.

Le président: J'ai deux brèves questions, l'une qui s'adresse à M. Sharp et l'autre au ministre.

[Text]

Mr. Sharp, with respect to the construction of the western leg, I understand it is being constructed in three spreads. I wonder if you can tell me what a "spread" is, and also the number of employees we have with respect to each spread.

Hon. Mr. Olson: Foothills?

The Chairman: The agency.

Hon. Mr. Sharp: I looked at those figures this morning, but I do not have them in front of me. Roughly speaking, as I recall the proportions, if you have 10 inspectors employed by the company who are inspecting the building of the line, seeing it was built to specifications and all that, we would have three surveillance officers who would be there watching that the terms and conditions that we laid down are being observed. That is generally the proportion. Sometimes there is a greater number of inspectors and sometimes a smaller, and then sometimes in British Columbia they would be accompanied by a representative of the provincial government seeing that any environmental problems that were the responsibility of the provincial government were also being watched.

The Chairman: Do we have any natives?

Hon. Mr. Sharp: Not as surveillance people. The natives who have been employed, so far as I know, have been those working on the clearing and the offloading of the pipe and so on.

The Chairman: During the summer the agency held hearings at Sundre and Cochrane and granted leave to take additional lands with respect to the right of way. Is compensation for that leave granted on the basis of the old easement that was granted or is it on a new easement?

Hon. Mr. Sharp: I do not know that I can answer that question. I do not know that we are very concerned about it. That is a question that is settled under the existing laws. It does not come under the Northern Pipeline Act.

All that we have to determine is whether the land is needed for the purpose. Then questions of compensation are agreed to between Foothills and the owner of the land; or, if they cannot agree, then through the procedure set down in the National Energy Board Act or the Railway Act. That is my understanding of the situation. We do not get into questions of compensation.

Hon. Mr. Olson: I will have to find a letter that I think I received, in order to give some additional information in respect of that answer; but I believe there is compensation being offered for what perhaps you are talking about, and that is an overlap on to an old easement. I believe that is the offer being made by Foothills.

The Chairman: Are you aware of what form of easement they are using with respect to the purchase of the right of way? Does it cover any of the recommendations that resulted from the work of this committee?

Hon. Mr. Olson: My answer is, I suppose, "Yes, it is to some extent," but I think I had better get a copy of the form so that you will have that, and then we can make whatever comparisons we want to with what was in them prior to the work of this committee.

[Traduction]

Monsieur Sharp, en ce qui concerne la construction du tronçon ouest, je crois savoir qu'il doit y avoir trois équipes de construction. De quoi s'agit-il au juste? Combien y a-t-il d'employés dans chaque équipe?

L'honorable M. Olson: Foothills?

Le président: L'Administration.

L'honorable M. Sharp: J'ai regardé ces chiffres ce matin, mais je ne les ai pas en main. En gros, si je me rappelle bien des proportions, si l'entreprise emploie dix inspecteurs pour surveiller la construction, pour veiller au respect des devis et ainsi de suite, il y aurait trois agents de surveillance qui s'occuperaient de faire respecter les conditions stipulées. Voilà quelle est la proportion générale. Le nombre des inspecteurs peut varier et il peut même arriver, en Colombie-Britannique, qu'ils soient accompagnés par un représentant du gouvernement provincial qui s'occupe des problèmes écologiques de ressort provincial.

Le président: Y a-t-il des autochtones?

L'honorable M. Sharp: Non, pas pour assurer la surveillance. Que je sache, les autochtones n'ont jusqu'à maintenant travaillé qu'au défrichement et au déchargement des tuyaux.

Le président: Au cours de l'été, l'Administration a tenu des audiences à Sundre et à Cochrane et a accordé la permission de prendre d'autres terres pour l'emprise. Les indemnités sont-elles établies en fonction de la servitude qui avait été accordée ou en fonction de la nouvelle?

L'honorable M. Sharp: Je ne suis pas sûr de pouvoir répondre. Je ne crois pas que nous nous occupions beaucoup de la question, qui est réglée aux termes des lois en vigueur. Cela ne relève pas de la Loi sur le pipe-line du Nord.

Tout ce que nous devons décider, c'est la superficie nécessaire pour le pipe-line. Quant aux indemnités, cela se règle entre la Foothills et le propriétaire du terrain; s'ils ne peuvent s'entendre, une procédure a été prévue par la Loi sur l'Office national de l'énergie ou la Loi sur les chemins de fer. Voilà comment je conçois la situation. Nous ne nous occupons pas des indemnités.

L'honorable M. Olson: Je vais retrouver une lettre que j'ai reçue pour donner d'autres renseignements sur cette question; je crois qu'une indemnité est offerte et qu'il y a chevauchement par rapport à l'ancienne servitude. Je crois que c'est l'offre faite par la Foothills.

Le président: Savez-vous quel type de servitude on invoque pour acquérir l'emprise? A-t-on tenu compte des recommandations formulées par ce comité?

L'honorable M. Olson: Je suppose que oui, dans une certaine mesure, mais il serait préférable que je me procure un exemplaire pour vous le communiquer. Nous pourrions ensuite faire des comparaisons pour savoir quelles modifications les travaux du comité ont permis d'apporter.

[Text]

The Chairman: I just do not know how to phrase my final question, but, as you are aware, you and this committee were the authors of Bill S-12, which made great headway with respect to the acquisition of pipeline right of way in Canada. My question is: Do you have this matter under consideration at the present time?

Hon. Mr. Olson: Are you talking about whether the government has it under consideration as a government-sponsored bill?

The Chairman: That is right. I did not want to ask that question.

Hon. Mr. Olson: Well, when the time comes and there is some time in Parliament, I think that will come under even more active consideration than it is under now. However, the Minister of Energy and I have both expressed on several occasions general support for the terms and conditions that are laid out in what was Bill S-12. I think it is a matter of finding parliamentary time to move forward with it.

I could not guarantee that it would come out in exactly the same form that was there, but I think that with respect to the general amendment of the terms and conditions of expropriation procedure there is general agreement for that.

The Chairman: Have you given consideration to the appointment of advisory councils on the eastern leg, the Saskatchewan side and southern Alberta?

Hon. Mr. Olson: No, I don't believe we have done that. In most cases throughout that area—though not entirely, especially through Saskatchewan—but in Alberta the pipeline will be following, I think, almost parallel to an existing corridor of pipelines for a very large part of it, and, therefore, you come to the next conclusion, that the people who will be asked for easements—that is, the land owners—are familiar with pipeline easement acquisitions from the past. For that reason we have not given consideration to advisory councils.

The Chairman: If there are no further questions, before thanking the minister, I wish to advise members of the committee that there will be no meeting next week; we have been unable to make arrangements with Foothills. There will be two meetings the following week, when we will have Foothills here and commence our examination of enhanced recovery two weeks from today.

I thank you, Mr. Minister and Mr. Sharp, for your presence with us today. It has been very educational, as always, and we look forward to working with you in the future.

The committee adjourned.

[Traduction]

Le président: Je ne sais trop comment formuler ma dernière question. Vous et ce comité avez été les auteurs du bill S-12, comme vous le savez, qui a permis de grands progrès quant à l'acquisition de l'emprise du pipe-line au Canada. Cette question est-elle à l'étude à l'heure actuelle?

L'honorable M. Olson: Le gouvernement étudie-t-il un projet de loi dont il prendrait l'initiative? Est-ce bien ce que vous voulez dire?

Le président: C'est cela, mais je ne voulais pas poser ma question de cette façon.

L'honorable M. Olson: En temps opportun, lorsque le Parlement disposera d'un peu plus de temps, la question sera étudiée de beaucoup plus près que maintenant. Toutefois, le ministre de l'Énergie et moi-même avons à plusieurs reprises donné notre appui aux conditions prévues par le bill S-12. Il s'agit de trouver le temps de les faire étudier par le Parlement.

Je ne puis garantir que le projet serait une copie conforme du bill S-12, mais je crois qu'il y a accord général pour modifier les conditions d'expropriation.

Le président: Avez-vous étudié la possibilité de nommer des conseils consultatifs pour le tronçon est, c'est-à-dire celui de la Saskatchewan et du sud de l'Alberta?

L'honorable M. Olson: Non, je ne crois pas. Dans toute cette région, à l'exception peut-être de la Saskatchewan, mais en tout cas en Alberta, le trajet du pipe-line suivra en grande partie le couloir de pipe-lines existant. Par conséquent, dans la plupart des cas, les propriétaires qui devront céder des servitudes connaissent bien les dispositions qui ont régi par le passé l'acquisition de ces servitudes. Voilà pourquoi nous n'avons pas envisagé de créer des conseils consultatifs.

Le président: S'il n'y a pas d'autres questions, je dois, avant de remercier le ministre, informer les membres du Comité qu'il n'y aura pas de réunion la semaine prochaine; nous n'avons pu nous entendre avec la Foothills. Par contre, il y aura deux réunions dans deux semaines; nous aurons alors des représentants de la Foothills et nous entreprendrons l'examen de la récupération assistée dans deux semaines.

Monsieur le ministre et monsieur Sharp, je vous remercie d'être venus. Vous nous avez appris beaucoup de choses, comme toujours, et nous espérons travailler de nouveau avec vous à l'avenir.

La séance est levée.



*If undelivered, return COVER ONLY to
Canadian Government Printing Office,
Supply and Services Canada,
45 Sacré-Coeur Boulevard,
Hull, Quebec, Canada K1A 0S7*

*En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à
l'imprimerie du gouvernement canadien
Approvisionnement et Services Canada,
45, boulevard Sacre-Coeur,
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7*

APPEARING—COMPARAÎT

The Honourable H. A. (Bud) Olson, P.C., Minister responsible for the Northern Pipeline Agency.

L'honorable H. A. (Bud) Olson, c.p., ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord.

WITNESS—TÉMOIN

The Honourable Mitchell Sharp, P.C., Commissioner of the Northern Pipeline Agency.

L'honorable Mitchell Sharp, c.p., directeur général de l'Administration du pipe-line du Nord.



First Session
Thirty-second Parliament, 1980

Première session de la
trente-deuxième législature, 1980

SENATE OF CANADA

SÉNAT DU CANADA

*Proceedings of the Special
Committee of the Senate on the*

*Délibérations du comité
spécial du Sénat sur le*

Northern Pipeline

Pipe-line du Nord

Chairman:

The Honourable EARL A. HASTINGS

Président:

L'honorable EARL A. HASTINGS

Tuesday, November 4, 1980

Le mardi 4 novembre 1980

Issue No. 2

Fascicule n° 2

First Proceedings on:

Enhanced Recovery of Oil and
Natural Gas

Premier fascicule concernant:

La récupération améliorée du
pétrole et du gaz naturel

DEPOSITORY LIBRARY - OTTAWA

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)

SPECIAL COMMITTEE OF THE SENATE
ON THE NORTHERN PIPELINE

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*
The Honourable Paul Lucier, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

| | |
|----------|------------|
| Adams | Lucier |
| Austin | Molgat |
| Balfour | Nurgitz |
| Bielish | Perrault |
| Cottreau | Riley |
| Doody | Rowe |
| Frith | Sherwood |
| Guay | Tremblay |
| Hastings | Williams |
| Hays | Yuzyk—(21) |
| Langlois | |

(Quorum 5)

COMITÉ SPÉCIAL DU SÉNAT SUR
LE PIPE-LINE DU NORD

Président: L'honorable Earl A. Hastings
Vice-président: L'honorable Paul Lucier

Les honorables sénateurs:

| | |
|----------|------------|
| Adams | Lucier |
| Austin | Molgat |
| Balfour | Nurgitz |
| Bielish | Perrault |
| Cottreau | Riley |
| Doody | Rowe |
| Frith | Sherwood |
| Guay | Tremblay |
| Hastings | Williams |
| Hays | Yuzyk—(21) |
| Langlois | |

(Quorum 5)

ORDER OF REFERENCE

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate, Thursday, July 10, 1980:

"The honourable Senator Frith moved, seconded by the Honourable Senator Petten:

That a special committee of the Senate be appointed

(1) to inquire into any matter relating to the planning and construction of the pipeline for the transmission of natural gas from Alaska and Northern Canada described in *An Act to establish the Northern Pipeline Agency, to facilitate the planning and construction of a pipeline for the transmission of natural gas from Alaska and Northern Canada and to give effect to an Agreement between Canada and the United States of America on principles applicable to such a pipeline and to amend certain Acts in relation thereto*, Chapter 20, Statutes of Canada 1977-78,

(2) to consider, in particular, all reports, orders, agreements, regulations, directions, recommendations and approvals referred to in the said Act, and

(3) to report to the Senate thereon at least once in each session of Parliament during the period of the planning and construction of the pipeline;

That the papers and evidence received and taken on the subject in the three preceding sessions be referred to the Committee;

That the Committee be authorized to examine and report upon the enhanced recovery technology of petroleum and natural gas and matters related thereto;

That, if there is a motion to that effect, bills, messages, petitions, inquiries, papers and other matters relating to petroleum and natural gas generally, including

- (i) petroleum and natural gas transmission,
- (ii) petroleum and natural gas administration, and
- (iii) the exploration, production and conservation of petroleum and natural gas,

shall be referred to the Committee; and

That the Committee have power to send for persons, papers and records, to examine witnesses, to print such papers and evidence from day to day as may be ordered by the Committee and to adjourn from place to place in Canada.

After debate, and—

The question being put on the motion, it was—
Resolved in the affirmative."

ORDRE DE RENVOI

Extrait des Procès-verbaux du Sénat, le jeudi 10 juillet 1980:

«L'honorable sénateur Frith propose, appuyé par l'honorable sénateur Petten.

Qu'un comité spécial du Sénat soit constitué

(1) pour enquêter sur toute question relative à la planification et à la construction d'un pipe-line servant au transport du gaz naturel de l'Alaska et du Nord canadien, décrit dans la *Loi créant l'Administration du pipe-line du Nord* visant à faciliter la planification et la construction d'un pipe-line servant au transport du gaz naturel de l'Alaska et du Nord canadien, donnant effet à l'Accord entre le Canada et les États-Unis d'Amérique sur les principes applicables à ce pipe-line et modifiant certaines lois en conséquence, chapitre 20, Statuts du Canada, 1977-78;

(2) pour étudier, en particulier, tous les rapports, décrets, accords, règlements, instructions, recommandations et autorisations se rapportant à ladite loi; et

(3) pour en faire rapport au Sénat au moins une fois pendant chaque session au cours de la période de planification de construction du pipe-line;

Que les témoignages entendus et les documents recueillis à ce sujet au cours des trois sessions précédentes soient déférés au comité;

Que le comité soit autorisé à étudier les techniques améliorées de récupération du pétrole et du gaz naturel et les sujets connexes et à faire rapport à ce sujet;

Que lui soient déférés, s'il y a une motion à cet effet, les projets de loi, messages, pétitions, demandes de renseignements, documents et autres questions concernant le pétrole et le gaz naturel en général, notamment

- i) la transmission du pétrole et du gaz naturel;
- ii) l'administration du pétrole et du gaz naturel; et
- iii) l'exploration, la production et la conservation du pétrole et du gaz naturel; et

Que le comité soit autorisé à convoquer des personnes, à exiger la production de documents et de dossiers, à interroger des témoins et à faire imprimer au jour le jour les documents et les témoignages que le comité pourra requérir, et à se réunir à divers endroits au Canada.

Après débat,

La motion, mise aux voix, est adoptée.»

Le greffier du Sénat

Robert Fortier

Clerk of the Senate

MINUTES OF PROCEEDINGS

TUESDAY, NOVEMBER 4, 1980

(4)

[Text]

The Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline met this day, at 5:00 p.m., the Chairman, the Honourable Earl A. Hastings, presiding.

Present: The Honourable Senators Balfour, Bielish, Frith, Guay, Hastings, Langlois, Lucier, Molgat, Nurgitz, Riley, Rowe and Yuzyk. (12)

In attendance: Daniel Amireault, Administrative Assistant to the Committee. *From the Research Branch, Library of Parliament:* Sonya Dakers.

The Committee, in compliance with its Order of Reference dated July 10, 1980, proceeded with its study of Enhanced Recovery of Oil and Natural Gas.

Witnesses:

Mr. Alfred Trimble, Manager of Engineering (Natural Resources) Getty Oil Company, Los Angeles, U.S.A.

Mr. Joe R. Dundas, President, Canadian Reserve Oil & Gas Ltd., Calgary, Alberta.

The Chairman introduced the witnesses. The witnesses made statements accompanied by a visual presentation of slides and answered questions put to them by members of the Committee.

At 6:40 p.m., the Committee adjourned to 10:30 a.m., Thursday, November 6, 1980.

ATTEST:

PROCÈS-VERBAL

LE MARDI 4 NOVEMBRE 1980

(4)

[Traduction]

Le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord se réunit aujourd'hui à 17 heures sous la présidence de l'honorable Earl A. Hastings (*président*).

Présents: Les honorables sénateurs Balfour, Bielish, Frith, Guay, Hastings, Langlois, Lucier, Molgat, Nurgitz, Riley, Rowe et Yuzyk. (12)

Aussi présents: Daniel Amireault, adjoint administratif auprès du Comité. *Du Service de recherches de la Bibliothèque du Parlement:* Sonya Dakers.

Le Comité, conformément à son Ordre de renvoi du 10 juillet 1980, entreprend l'étude sur la récupération améliorée du pétrole et du gaz naturel.

Témoins:

M. Alfred Trimble, Chef de la division de l'ingénierie (Ressources naturelles) Getty Oil Company, Los Angeles, États-Unis.

M. Joe R. Dundas, président, Canadian Reserve Oil & Gas Ltd., Calgary (Alberta).

Le président présente les témoins. Les témoins font des déclarations accompagnées d'une présentation audio-visuelle et répondent aux questions qui leur sont posées par les membres du Comité.

A 18 h 40, le Comité suspend ses travaux jusqu'au jeudi 6 novembre 1980, à 10 h 30.

ATTESTÉ:

Le greffier du Comité

Aline Pritchard

Clerk of the Committee

EVIDENCE

Ottawa, Tuesday, November 4, 1980

[Text]

The Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline met this day at 5 p.m. to give consideration to its Order of Reference (Enhanced Recovery).

Senator Earl A. Hastings (*Chairman*) in the Chair.

The Chairman: Honourable senators, this is our first meeting as we commence our examination of enhanced recovery of oil, a matter referred to the committee by the Senate.

Our witnesses this afternoon are from the industry. First we have Dr. Alfred Trimble of Getty Oil Company, a company that has probably led the way in research and operations in the United States on enhanced oil recovery, as well as Mr. Joe Dundas, President, Canadian Reserve Oil & Gas Ltd. of Calgary.

Mr. Dundas, who is on my immediate right, was born and reared in Saskatchewan. He was educated at Regina, and is a graduate of the University of Saskatchewan. He has had extensive industry experience, including five years with Imperial, ten years with Lewis Engineering, and eight years with Canadian Reserve, of which he is President.

On his right is Dr. Al Trimble. Dr. Trimble was born at Thayer, Missouri, and is a graduate of the Montana School of Mining and the University of Oklahoma.

Dr. Trimble has had over 20 years' experience in the oil industry, nine years of which have been with Getty. During his nine years with Getty, he has been a District Reservoir Engineer in Thermal field operations in California and Manager of Production Reservoir Research, the Getty Research Institute. He is currently Manager of Engineering, Natural Resources.

Backing up our main witnesses will be Mr. Glenn McKinley and Mr. James M. Farley. Mr. McKinley is Vice-President of Getty Oil Company, Canadian Operations. He has had 30 years industry experience with Skelly and Getty. He was born in Oklahoma and is a graduate of the University of Oklahoma. Mr. Farley is Canadian General Counsel to Getty Oil Company.

We will be having an audio-visual presentation on enhanced oil recovery and the slides will be filed with the committee for reference purposes.

I now call on Dr. Trimble to proceed with that presentation.

Dr. Alfred Trimble, Manager of Engineering (Natural Resources), Getty Oil Company: Thank you, Mr. Chairman.

We appreciate the opportunity to come to Canada and talk to you about Getty Oil's enhanced oil recovery capabilities. One of the best ways to tell you about our enhanced oil capabilities is to show you some slides on our field operations and how our capabilities have evolved through the years. From these slides you will be able to see the type of capability and

TÉMOIGNAGES

Ottawa, le mardi 4 novembre 1980

[Traduction]

Le Comité sénatorial spécial sur le pipe-line du Nord se réunit aujourd'hui à 17 heures afin d'étudier son ordre de renvoi (Récupération assistée).

Le sénateur Earl A. Hastings (*président*) occupe le fauteuil.

Le président: Honorables sénateurs, nous nous rencontrons pour la première fois afin de commencer l'étude de la récupération assistée du pétrole, question qui a été renvoyée au Comité par la Sénat.

Nos témoins de cet après-midi nous viennent et l'industrie. Nous accueillons tout d'abord, M. Alfred Trimble de la Getty Oil Company, la société qui a probablement ouvert la voie à la recherche effectuée aux États-Unis sur la récupération assistée et à l'exploitation des diverses méthodes; nous accueillons également M. Joe Dundas, président de la Canadian Reserve Oil & Gas Ltd. de Calgary.

M. Dundas, qui est assis immédiatement à ma droite, est né et a grandi en Saskatchewan. Il a fait ses études à Regina et il est diplômé de l'Université de Saskatchewan. Il a plusieurs années d'expérience dans l'industrie, dont cinq à la société Imperial, dix à la société Lewis Engineering et huit à la société Canadian Reserve Oil & Gas Ltd. dont il est président.

À sa droite se trouve M. A. Trimble. M. Trimble est né à Thayer, dans le Missouri, et il est diplômé de la School of Mining du Montana ainsi que de l'Université de l'Oklahoma.

M. Trimble a plus de vingt années d'expérience dans l'industrie pétrolière dont neuf à la société Getty. Au cours de ces neuf années, il s'est occupé en tant qu'ingénieur de district de l'étude des roches réservoir (méthodes thermiques de récupération), il a également été chef de la division de la recherche sur les réservoirs de production du Getty Research Institute. Il est maintenant chef de la division de l'ingénierie (ressources naturelles).

Pour venir en aide à nos principaux témoins, nous accueillons également MM. Glenn McKinley et James M. Farley. M. McKinley est vice-président de la Getty Oil Company, et s'occupe des opérations au Canada. Il a trente années d'expérience chez Skelly et Getty. Il est né en Oklahoma et il est diplômé de l'Université de cet État. M. Farley est l'avocat-conseil général canadien de la Getty Oil Company.

Nous aurons droit à une présentation audio-visuelle sur la récupération assistée, et les diapositives seront remises au Comité pour référence.

Je demande maintenant à M. Trimble de commencer sa présentation.

M. Alfred Trimble, chef de la Division de l'ingénierie (Ressources naturelles), Getty Oil Company: Merci, monsieur le président.

Nous sommes heureux de l'occasion qui s'offre à nous de venir au Canada afin de vous parler des techniques de récupération assistée de la Getty Oil Company. Une des meilleures façons de le faire est de vous présenter des diapositives touchant nos activités sur le terrain ainsi que l'évolution de nos techniques au fil des ans. Ces diapositives vous permettront de

[Text]

background that we have, where we are going, and that we are aware of what is going on in the industry. This is particularly true as far as thermal recovery is concerned.

Enhanced recovery starts with anything beyond the initial energy or primary production phase in the reservoir. When using the more restrictive term "enhanced oil recovery", we are talking about something beyond the water flood stage (this includes thermal, chemical and miscible recovery methods).

The Chairman: Dr. Trimble, I understand you will accept questions as we proceed through this presentation.

Dr. Trimble: Yes, Mr. Chairman. All I have in the way of prepared material are these slides, which I think will speak for themselves. As we go through them, I will comment on the individual slides.

I think the best place to start a talk like this is to look at the production. Initially, we will look at world production, and then I will relate Getty's production to that.

The first slide *Slide 1* shows the 1979 average daily oil production from enhanced recovery processes which include the chemical, the miscible, and the thermal. These are numbers that we have taken from the *Oil & Gas Journal* as reported by the operators. For the three major producers—the U.S., Venezuela and Canada—the production is about 524,200 barrels per day. Of this, thermal production in barrels per day is about 84 per cent, or 439,200.

The current U.S. enhanced oil recovery production is about 78 per cent of that, or 268,400 barrels.

The Chairman: Where does Canada get its 16,000 barrels of daily production from? Is that from Lloydminster?

Dr. Trimble: Wherever there is steam or fireflood production. It would include the Lloydminster area and the Cold Lake and Peace River Fields. It would include any place in Canada where they have thermal but not heavy oil production without heat.

Mr. Joe Dundas, President, Canadian Reserve Oil & Gas Ltd.: I might add that this would include, as well, Battrum and Fosterton in southwestern Saskatchewan, and just north of Swift Current there is some.

Dr. Trimble: *Slide 2* Of this 268,000 barrel a day production in the United States, 258,000 is in California. So, in excess of 95 per cent of the thermal production in the U.S. is in California. The major process is steam-drive, followed by steam-soak. In-situ combustion, or fireflood, contributes considerably less.

[Traduction]

vous renseigner sur les moyens dont nous disposons ainsi que sur les perspectives qui s'offrent à nous; vous vous rendrez compte que nous sommes au courant de ce qui se passe dans l'industrie. Cela est particulièrement vrai des techniques thermiques de récupération.

La récupération assistée entre en scène dès que la production primaire doit être abandonnée dans le gisement et qu'il faut en prolonger la productivité. Lorsqu'on utilise l'expression plus restrictive «récupération assistée» on parle d'autre chose que de la simple injection d'eau (cette récupération dite assistée inclue les méthodes thermiques, chimiques et par injection de composés miscibles).

Le président: Monsieur Trimble, il est entendu que vous accepterez qu'on vous pose des questions au fur et à mesure de votre présentation.

M. Trimble: Oui, monsieur le président. Tout ce que j'ai préparé en guise de matériel, ce sont ces diapositives lesquelles, je crois, se passeraient de commentaires. Néanmoins, au fur et à mesure de leur présentation, je donnerai une courte explication.

Je crois que la meilleure façon de procéder dans ce cas-ci, c'est de vous donner tout d'abord un aperçu de la production. Nous parlerons tout d'abord de la production mondiale puis nous établirons le rapport entre celle de la société Getty et cette dernière.

La première diapositive *diapositive 1* indique à combien s'élevait en moyenne, en 1979, la production pétrolière quotidienne grâce aux techniques de récupération assistée, qui incluent les méthodes par injection de composés miscibles, les méthodes chimiques et thermiques. Ces chiffres sont ceux fournis par les producteurs et proviennent du *Oil & Gas Journal*. En ce qui concerne les trois principaux producteurs—les États-Unis, le Venezuela et le Canada—la production s'élève à quelque 524,200 barils par jour. Le pétrole produit par la méthode thermique représente 84 p. 100 de ce chiffre ou 439,200 barils par jour.

La production américaine de pétrole par les méthodes de récupération assistée représente quelque 78 p. 100 de ce chiffre ou 268,400 barils par jour.

Le président: Où le Canada produit-il ces 16,000 barils par jour? Est-ce grâce au gisement de Lloydminster?

M. Trimble: Là où la récupération se fait par la combustion ou par la vapeur. Cela incluerait la région de Lloydminster ainsi que les gisements de Cold Lake et de Peace River. Cela incluerait tout endroit au Canada où l'on utilise des méthodes thermiques en excluant toutefois les huiles lourdes pour lesquelles la chaleur n'est pas utilisée.

M. Joe Dundas, président, Canadian Reserve Oil & Gas Ltd.: Je pourrais ajouter que cela incluerait également Battrum and Fosterton au sud-ouest de la Saskatchewan; il y en a un peu également au nord de Swift Current.

M. Trimble: *diapositive 2* De ces 268,000 barils par jour produits aux États-Unis, 258,000 le sont en Californie. Ainsi, plus de 95 p. 100 du pétrole américain récupéré par la méthode thermique américaine, provient de la Californie. La principale méthode employée est celle de l'injection de vapeur suivie du drainage à la vapeur d'eau. La combustion in-situ est beaucoup moins employée.

[Text]

The Chairman: Perhaps you could elaborate on the differences in those three methods, the steam-drive, the steam-oak and in-situ combustion.

Dr. Trimble: The steam-soak process is also called "huff-and-puff".

Slide 3 This is where, in a given well, steam is injected—say, for a week, at perhaps 1,000 barrels per day—and then turn that same back onto production. *Slide 4* The reduction of the oil viscosity through the injection of heat will allow production from that well for a period anywhere from three to seven months. Once the well has cooled off, you again inject steam into it and let it produce back. This is why it is called "huff-and-puff" or steam-soak.

You can go through several cycles of that, following which, if you still want to get the ultimate reserves, you go to more in-fill drilling, or you go to the process of steam-drive. *Slide 5* The steam-drive process is like a water in flood except you are putting steam down into the injection wells.

The steam-drive is a more costly and complex process than steam stimulation. In the process steam sweeps out oil between wells with the result that you are processing the reservoir more effectively. In the steam stimulation well all that is recovered is the oil around that well. In the steam-drive process, you inject steam through an injector, which physically pushes the oil in between the various wells out to the producer.

Senator Guay: I do not know a great deal about oil production, but I gather that this process would allow you to produce a good deal more oil out of a given area. There is a lot more oil that can be extracted through this process. Am I right in drawing that conclusion?

Dr. Trimble: Are you talking now in terms of the steam-soak process, or—

Senator Guay: I am talking in terms of the total program that you have put in place.

Dr. Trimble: Yes. We have been steaming for 20 years in some of these reservoirs. We are gradually switching over from-steam-soak to steam-drive as these processes become a little more mature. The steam-drive will recover more oil.

The next slide shows what has happened since 1964 when we started steamflood pilots in the Kern River Field in California.

Before we get into that further, let me tell you a little bit about in-situ combustion. In-situ combustion involves actually setting the oil in the reservoir on fire. We inject air down into the reservoir and establish communication between the injector and producer. Following that, a heater is inserted down into the reservoir, turned on and as you continue to inject the air down, the oil will be ignited. Then at a given point you turn the heater off and continue to inject the air, thereby causing the fire to move through the reservoir.

[Traduction]

Le président: Peut-être pourriez-vous nous expliquer les différences entre ces trois méthodes: l'injection de vapeur, le drainage à la vapeur d'eau et la combustion in-situ.

M. Trimble: La méthode de stimulation cyclique à la vapeur est également appelée «huff and puff».

Diapositive 3 C'est le cas où, dans un puits donné, de la vapeur est injectée—disons pendant une semaine à raison de 1 000 barils par jour—de façon à remettre le même puits en production. *Diapositive 4* la diminution de la viscosité de l'huile grâce à l'injection de chaleur permettra de prolonger la durée de production de ce puits de trois à sept mois. Dès que la production diminue, on injecte de nouveau de la vapeur afin de le remettre en production. C'est la raison pour laquelle nous appelons cette méthode «huff-and-puff» ou stimulation cyclique à la vapeur.

On peut stimuler le puits plusieurs fois après quoi, si l'on veut y puiser ses ultimes réserves, il faut procéder à un forage de remplissage ou passer à la méthode d'injection de vapeur. *Diapositive 5* La méthode d'injection de vapeur ressemble un peu à la méthode par injection d'eau sauf que c'est de la vapeur qui y est injectée.

Cette dernière méthode est beaucoup plus complexe et bien plus coûteuse que celle de la stimulation à la vapeur. Au cours du processus, la vapeur balaie le pétrole entre les puits de sorte que le réservoir se vide plus efficacement. La stimulation cyclique à la vapeur permet de récupérer le pétrole qui se trouve autour du puits. L'injection de vapeur se fait au moyen d'un injecteur qui expulse le pétrole qui se trouve entre les divers puits vers les puits du producteur.

Le sénateur Guay: Je ne connais pas grand chose à la production pétrolière, mais si je comprends bien vous pouvez grâce à ce procédé récupérer beaucoup plus de pétrole dans une région donnée. Ce processus vous permet de récupérer beaucoup plus de pétrole. Est-ce que j'ai raison?

M. Trimble: Parlez-vous de la méthode de stimulation cyclique à la vapeur, ou...

Le sénateur Guay: Je veux parler de l'ensemble des méthodes utilisées.

M. Trimble: Oui. Nous utilisons depuis 20 ans les méthodes thermiques dans certains de ces réservoirs. Nous passons graduellement de la stimulation cyclique à l'injection de vapeur au fur et à mesure que les techniques sont éprouvées. L'injection de vapeur nous permet de récupérer plus de pétrole.

La diapositive suivante fait état des progrès que nous avons réalisés depuis 1964 alors que nous nous lançons dans des projets-pilotes d'injection de vapeur à Kern River en Californie.

Avant d'aller plus loin, permettez-moi de vous dire quelques mots au sujet de la combustion in situ. La combustion in situ consiste en fait à enflammer le pétrole qui se trouve dans le réservoir. Nous injectons de l'air dans le réservoir et établissons la communication entre l'injecteur et le producteur. Nous insérons ensuite un élément chauffant dans le réservoir et nous l'allumons; nous injectons de nouveau de l'air de sorte que l'huile prend feu. A un certain moment, nous coupons la

[Text]

We can show you some slides a little later that might make that a little clearer. That is the third process.

Fireflood is the most difficult and complex of the processes. It involves a great many field problems. Given our experience and background in these processes, we think we know how they work. It is not something that you can go out and buy at the streetcorner.

It is something that you learn through a lot of trial and error. We have had failures in firefloods; we have had failures in steamfloods. As well, some of our steam stimulation has not moved along quite as well as we would have liked. I am talking now in terms of the last 20 years. We think we have learned from these experiences.

The easiest process, as I said, is the cyclic steam or steam stimulation, or "huff-and-puff". It all means the same thing. *Slide 6* This represents the bulk of the early California production. It is the easiest and cheapest, and provides the fastest return on the dollar. You drill a well, inject steam, let the well soak and then produce the well. You can get into trouble with this process, as a lot of operators have learned; but given a minimum amount of engineering, you can realize a quick return in processing the reservoir. You can get a start, thereby allowing you to see how well the reservoir responds to heat. Then, as time goes on, you gradually switch over to the more costly process of steam-drive. While it is more costly, it is the one that gets you the reserves.

This is what is happening in California. Getty had a good part in helping to bring the production curve up. In about 1976, as you can see from the chart, the steam stimulation and steam-drive curves crossed. The steam stimulation was dropping and steam-drive increasing. Much of this steam-drive production is at the expense of cyclic steam as these cyclic steam wells are converted into the steam-drive process.

Fireflood (or in-situ combustion) production has remained fairly constant over the last 15 or 20 years in the United States. It has not made much of an impact. Getty has a fireflood in Louisiana that was started at about the same time as steam in California. We fought that through the years and, today, on the basis of production, it is the largest fireflood in the United States, producing a little bit less than 3,000 barrels per day.

How does Getty Oil relate to all of this California production? *Slide 7* Of this 268,000 barrels, we account for 84,000, and if you add about 3,000 from the fireflood, we are up around 87,000 barrels, or one-third of the total U.S. production in 1979. The other production numbers on this slide relate to other major operators in California.

[Traduction]

chaleur et continuons à injecter de l'air forçant ainsi le feu à traverser le réservoir.

Nous pouvons vous montrer un peu plus tard quelques diapositives qui pourraient vous aider à comprendre. C'est le troisième procédé.

La combustion in situ est la méthode la plus difficile et la plus complexe. Elle pose de nombreuses difficultés. Compte tenu de notre expérience, nous croyons connaître l'efficacité de ces méthodes. Il ne s'agit pas de méthodes dont l'application ne requiert aucun effort.

Nous apprenons par essais et erreurs. Nous avons essayé des échecs avec la combustion in situ de même qu'avec l'injection de vapeur. Certaines stimulations cycliques à la vapeur n'ont pas donné non plus les résultats escomptés. Je parle maintenant des 20 dernières années. Nous croyons avoir tiré des leçons de ces expériences.

La méthode la plus facile, comme je l'ai dit, c'est la stimulation cyclique à la vapeur ou la méthode «huff-and-puff». Cela signifie la même chose. *Diapositive 6* Voici donc l'essentiel de la production du début en Californie. C'est la méthode la plus facile, la moins coûteuse, la plus rentable à court terme. Il s'agit de forer un puits, d'y injecter de la vapeur, de le laisser s'imbiber et de reprendre ensuite la production. Des difficultés peuvent ensuite surgir, comme ce fut le cas pour beaucoup de producteurs; toutefois, avec un minimum d'effort technique, il est facile de réaliser rapidement des bénéfices. Il s'agit par exemple de commencer tranquillement qui vous permet de voir dans quelle mesure le réservoir réagit à la chaleur et de passer ensuite graduellement à la méthode plus coûteuse de drainage à la vapeur. Bien que cette méthode soit plus coûteuse, c'est elle qui vous permet d'atteindre les réserves.

C'est ce qui se passe en Californie. Getty a beaucoup aidé à relever la courbe de la production. Vers 1976, comme vous pouvez le constater sur le graphique, la courbe de la stimulation cyclique à la vapeur s'infléchissait vers le bas et celle du drainage à la vapeur vers le haut. La stimulation cyclique à la vapeur était en perte de vitesse alors que le drainage à la vapeur gagnait de la popularité. Presque toute cette production par drainage à la vapeur se fait aux dépens de la stimulation cyclique puisque les puits exploités au moyen de cette dernière méthode passent éventuellement au drainage à la vapeur.

La production par combustion in situ est restée assez constante au cours des 15 ou 20 dernières années aux États-Unis. Elle n'a pas eu un très grand impact. Getty a une exploitation par combustion in situ en Louisiane qui a débuté à peu près en même temps que l'application en Californie, des méthodes utilisant de la vapeur. Nous estimons qu'au fil des ans et, encore aujourd'hui, en ce qui concerne la production, c'est la production la plus importante par combustion in situ aux États-Unis, s'établissant à un peu moins de 3,000 barils par jour.

Quelle part de la production californienne provient de la Getty Oil ces 268,000 barils. *Diapositive 7* Nous produisons 84,000 et si vous ajoutez à ce chiffre les 3,000 produits grâce à la combustion in situ, nous atteignons quelques 87,000 barils ou un tiers de la production totale en 1979. Les autres chiffres

[Text]

Does this mean that Getty knows all there is to know about steamflood and fireflood? No, it certainly does not. These are complex processes. However, what these figures do show is that Getty has been successful at it. One of the ways of measuring success is in terms of the amount of oil you can put in the tank. Once you start producing and marketing that oil, you have established a successful project.

The next slide *Slide 8* shows various fields in California. The first field I want to talk to you about is the Kern River Field in southern California. This field is located about 110 miles northwest of Los Angeles, right outside of Bakersfield—

Senator Guay: Do I gather correctly that none of these wells you are talking about in California is under the sea; they are all inland wells?

Dr. Trimble: Yes, senator. On this chart you can see the coast and the San Joaquin Valley, which is essentially a desert. Once you get water on it, it is very fertile, very productive; but it takes water.

Also shown on this slide is a mountain range and the L. A. Basin. The two areas in California that I want to talk to you about today are Kern River and Cat Canyon, which is along the coast. It is not offshore.

Senator Guay: Can you use there processes that you have talked about on wells that are under the sea?

Dr. Trimble: You are talking now of using thermal production methods on offshore platforms?

Senator Guay: Yes.

Dr. Trimble: Yes, that is possible. There would be design problems in getting the capability for steam generation on to the platform, in locating the necessary fresh water, how to soften the water to put into the steam generator, and so on. There would be some facilities that you would need to worry about, and I will show you some of those facilities as we go through these slides.

I was in Venezuela about a month ago, and they are involved in just that sort of process on Lake Maracaibo. They have a 50 million Btu generator on a barge from which they stimulate these offshore wells.

In terms of offshore, I do not know of anyone who is really doing much of that right now. We looked at the possibility of such a project in San Pedro Bay, of the coast of California several years ago, but we backed off from it due to cost. It involved the potential production of heavy oil.

There are about 12,000 acres within the Kern River Field outline shown on this *Slide 9*; approximately 6,000 of this belongs to Getty. The Getty acreage is shown in red. What I am pointing to now is the northeast to southwest cross-section *Slide 10*. The Kern River sand series outcrops and actually forms a barrier seal updip, and it runs into water downdip.

[Traduction]

de production apparaissant sur cette diapositive se rapportent aux autres principaux producteurs de Californie.

Cela signifie-t-il que Getty connaît à fond les méthodes thermiques? Non, ce n'est certainement pas le cas. Il s'agit de méthodes compliquées. Ces chiffres indiquent toutefois, que Getty a obtenu certains succès. Une des façons de le mesurer consiste à calculer la quantité de pétrole extrait. Une fois que l'on commence à produire et à commercialiser ce pétrole, le projet s'avère un succès.

La diapositive suivante *Diapositive 8* montre divers gisements en Californie. Le premier gisement dont je vais vous parler, c'est celui de Kern River, au sud de la Californie. Ce gisement est situé à environ 110 milles au nord-ouest de Los Angeles, aux confins de Bakersfield...

Le sénateur Guay: Si je comprends bien aucun de ces puits dont vous parlez en Californie ne se trouve sous la mer; il s'agit de puits forés sur la terre ferme?

M. Trimble: Oui, sénateur. Ce tableau montre la côte et la vallée San Joaquin, qui est en fait un désert. Une fois irriguée, cette région est très fertile, très productive, mais il lui faut de l'eau.

Cette diapositive montre aussi une chaîne de montagnes et le bassin de Los Angeles. Les deux régions californiennes dont je vais vous parler aujourd'hui sont celles de Kern River et de Cat Canyon, qui se trouvent le long de la côte et non pas au large.

Le sénateur Guay: Dans le cas de puits sous-marins pouvez-vous utiliser ces procédés dont vous avez parlé?

M. Trimble: Vous voulez dire les méthodes de production thermique sur les plates-formes au large des côtes?

Le sénateur Guay: C'est cela.

M. Trimble: C'est possible. Si sont résolus les problèmes de conception que supposent la production de vapeur sur la plate-forme, le repérage de l'eau douce nécessaire, le processus d'adoucissement de l'eau qu'il faut pour alimenter le générateur de vapeur et ainsi de suite. Il faudrait se préoccuper de certaines installations, je vous en montrerai quelques-unes au fur et à mesure que nous projeterons ces diapositives.

J'étais au Venezuela, il y a un mois. Les ingénieurs du lac Maracaibo s'affairaient justement à mettre au point ce type de procédé. Ils disposent d'un générateur de 50 millions de BTU installé sur une large et qu'ils utilisent pour stimuler ces puits sous-marins.

Pour ce qui est de l'exploitation au large des côtes, à ma connaissance, personne ne procède encore de cette façon. Nous avons envisagé cette possibilité pour un projet dans la baie de San Pedro, au large de la côte californienne, il y a de cela quelques années, mais nous y avons renoncé en raison des coûts. Nous aurions pu produire du pétrole lourd.

Cette diapositive *diapositive 9* montre environ 12,000 acres du gisement de Kern River et environ la moitié de cette superficie appartient à Getty. La superficie de Getty est en rouge. Je vous montre maintenant une coupe transversale de Nord-Est en Sud-Ouest *diapositive 10*. Les sables de Kern River forment un affleurement qui constitue une véritable

[Text]

The dip of the formation is only about 4 or 5 degrees to the southwest. It is a fairly shallow dip, almost flat.

This *Slide 11* shows you what one of the typical electric logs looks like in the field. We isolate a given zone and steamflood that particular zone until it is depleted and then go to another one. There is a lot of geologic and engineering work that goes into the depleting of each one of these zones. In the middle of the Kern River Field, there are six or seven of these displacement zones, running 60 to 70 feet in thickness.

This next *Slide 12* shows some of the reservoir characteristics of the Kern River Field. This 16 degree API oil with one per cent sulphur is about the range of the Lloydminster crude in Canada. The viscosity is 4,000 centipoises at a reservoir temperature of 90 degrees. The sand is unconsolidated and has an average permeability of about 4,000 millidarcies.

For those not familiar with these terms, 4,000 millidarcies would translate to very, very permeable sand.

Fluids would move through it very rapidly. The advantage is that a lot of pressure is not built up trying to push it out. Once you heat it, you can move it. If you get into tight formations, this is a problem. You wind up losing a lot of your heat in the thermal process.

The depth in the field is very shallow, varying from 500 to 1,300 feet, and it has a gross sand interval of about 500 to 600 feet.

This next slide *Slide 13* shows a history of the Kern River Field. As you can see from the slide, this field has been around for quite a while. It was discovered in 1899. The upper line is the total field production through the years up to 1979-80. The checkered section represents the Getty portion of the field production. In through here is Tidewater which is one of the main root companies of Getty Oil Company. The bulk of the people in Getty Oil now are from this Tidewater Company. There are three things that you can note from this slide. First of all, initially the field produced quite well. This is in the primary production stage. The field produced by its own natural energy, producing at a maximum rate of a little over 45,000 barrels per day. Shortly thereafter heavy oil production began at Huntington Beach, driving the price down to about 12 cents a barrel. Then the field started running out of solution gas. This is typical of heavy oil fields. You have the initial energy, and you reach the point quite quickly where there is not much natural energy for production at which point you have to go in and provide it by external means.

For various reasons—refining, pricing, and so on—there was not much production in the middle period, and then in about the mid-1950s we started putting some bottom-hole heaters down into these wells to see if they would respond to heat. We wanted to see if we could get some of this heavy oil flowing to

[Traduction]

barrière en amont-pendage et se jette dans l'eau en aval-pendage.

L'inclinaison de la formation n'est que de 4 ou 5 degrés vers le Sud-Ouest, donc très faible, pratiquement nulle.

Cette diapositive *diapositive 11* montre l'allure d'un diagramme électrique dans un gisement. Une zone donnée est isolée puis injectée de vapeur tant qu'elle n'est pas épuisée. On passe ensuite à une autre. L'épuisement de chacune de ces zones suppose un travail de géologie et d'ingénierie considérable. Au milieu du gisement de Kern River, il se trouve environ si ou sept zones de déplacement qui ont de 60 à 70 pieds d'épaisseur.

La diapositive suivante *diapositive 12* montre certaines des caractéristiques de réservoir du gisement de Kern River. Ce pétrole API qui contient 1 p. 100 souffre équivaut au brut Lloydminster du Canada. Sa viscosité est de 4,000 centipoises lorsque la température du réservoir atteint les 90 degrés. Les sables ne sont pas consolidés et leur perméabilité moyenne est de 4,000 millidarcy.

Pour ceux qui ne sont pas familiers avec ces termes, un taux de 4,000 millidarcy équivaut à un sable extrêmement perméable.

Les fluides les traverseraient très rapidement. L'avantage c'est qu'il est inutile d'exercer une grande pression pour assurer l'extraction. L'application de chaleur facilite l'extraction. Dans les formations très compacte, c'est plus difficile. Le processus thermique s'accompagne d'une grande perte de chaleur.

La profondeur du gisement est très faible, elle varie entre 500 et 1 300 pieds et il se trouve une couche de sable d'environ 500 à 600 pieds.

La diapositive suivante *diapositive 13* illustre l'histoire du gisement de Kern River. Comme on peut le voir, ce gisement date d'il y a très longtemps. Il a été découvert en 1899. La ligne supérieure montre la production totale du gisement du début jusqu'à 1979-80. Cette section quadrillée représente l'apport Getty à la production du gisement. Voici Tidewater, qui est l'une des grandes sociétés de la Getty Oil Company. La plupart des gens de chez Getty Oil sont de la Tidewater Company. Il y a ici trois choses à remarquer. D'abord, ce gisement avait au début un excellent rendement, soit à l'étape de la production primaire. Le gisement produisait, par sa propre énergie, un rendement maximal de plus de 45 000 barils par jour. Peu après la production de pétrole lourd a débuté à Huntington Beach, ce qui a fait descendre le prix à environ 12 cents le baril. Puis le gisement a commencé à manquer de gaz dissous. C'est fréquent dans les gisements de pétrole lourd. Au début, on compte sur l'énergie naturelle, puis l'on en arrive très vite au moment, puisqu'il n'est plus possible de s'y fier pour la production, il faut recourir à des moyens extérieurs.

Pour diverses raisons, dont le raffinage, l'établissement des prix et autres questions, la production n'était pas très forte dans l'intervalle. Puis vers le milieu des années 50, des brûleurs de fond de puits ont été utilisés pour voir si les puits réagiraient bien à la chaleur. Nous voulions voir s'il était possible

[Text]

the point where it could be produced. From there, Getty initiated steam-drive in the field. As you can see, Getty has been pushing up this production curve. Right now, we are talking in terms of a little over 70,000 barrels a day Getty production in a field that is around 100 years old.

The Chairman: Is there an optimum time in terms of when enhanced recovery should take place? Could you have waited another 10 years, for example, or is there an optimum time at which to put enhanced recovery in place in a producing well?

Dr. Trimble: In this particular case, the resources was there; the price wasn't. Even at the point at which we embarked on this, the price wasn't that good. The resource was there and people started experimenting. A lot of this represents experimentation. It was at this point that Getty became involved in a lot of pioneering work in this area, and it was because we had this resource and wanted to develop it. Then in 1959 the refineries in California started to handle heavy oil. Up to that point, the refinery technology was not available to handle some of this heavy oil. As price and refinery technology improved, we began to develop these fields.

The Chairman: The incentive was price?

Dr. Trimble: If we had not been able to make a profit on it, we would not have done it. Once the refineries said they could handle the heavy oil at a given price, we began to develop it.

On this next slide *Slide 14*, everything in colour represents Getty Oil acreage. The red circles represent our pilots, with the green areas showing expansion. This represents the status of the field in about 1971. The first two experimental steam-flood pilots were in 1964. Again, the process had not been set. We did not know that we could displace oil with steam. We knew we could steam stimulate it. We were doing that. Then in 1967 and 1968 we initiated these other seven pilots.

Given a resource this size, you cannot launch just one pilot and then go to expansion for the remainder of the field. What we did was to run these pilots to get the operating parameters and to make sure that we had an economic process. Having established that, we then started to expand. Without an economic price, we could not have expanded.

Senator Guay: Given that price is important, in the event of low prices would you bring it out and put it into reserve somewhere and then, once the price increases, put it into production? Has that been done? Has it been done, and is it being done?

[Traduction]

de faire s'écouler ce pétrole lourd de manière suffisante pour en assurer la production. Partant de là, Getty a recouru à l'injection de vapeur dans le gisement et comme vous pouvez le voir, il a renfloué sa courbe de production. Actuellement, la production quotidienne de Getty est d'environ de 70 000 barils par jour, pour un gisement qui est pratiquement centenaire.

Le président: Existe-t-il un moment optimal pour faire intervenir la récupération assistée. Par exemple, aurait-on pu attendre encore dix ans? Ou se présente-t-il un moment particulièrement opportun pour recourir à la récupération assistée afin de stimuler un puits en production?

M. Trimble: Dans ce cas particulier, les ressources étaient là. Pour ce qui est du prix, c'est autre chose. Même lorsque nous nous sommes lancés dans l'affaire, le prix n'était pas très alléchant. Les ressources étaient là et les intéressés ont donc commencé à expérimenter. Une grande part de la production compte sur l'expérimentation. C'est alors que Getty a entrepris des projets pilotes dans ce domaine, et c'est parce que nous disposions de cette ressource que nous voulions la mettre en valeur. Puis en 1959, les raffineries de Californie ont commencé à traiter du pétrole lourd. Jusqu'à ce moment, la technologie de raffinage ne permettait pas de le récupérer. Avec l'amélioration des prix et des techniques de raffinage, nous nous sommes lancés dans la mise en exploitation de ces gisements.

Le président: Le stimulant, étant le prix?

M. Trimble: Si nous n'avions pas cru en tirer profit, nous ne l'aurions pas fait. Dès que les raffineries ont annoncé qu'elles étaient en mesure de traiter le pétrole lourd à un prix donné, nous nous sommes lancés dans sa mise en valeur.

Sur la prochaine diapositive, *diapositive 14*, tout ce qui est en couleur correspond à la superficie de la Getty Oil. Les cercles rouges représentant nos projets pilotes et les surfaces en vert montrent les projets d'expansion. C'était la situation du gisement vers 1971. Les deux premiers projets pilotes d'injection de vapeur ont débuté en 1964. Le processus n'était pas encore au point. Nous ne savions pas encore que si nous pourrions déplacer ce pétrole grâce à la vapeur. Nous savions toutefois que nous pouvions en stimuler l'avancement par la vapeur. C'est ce que nous faisons. Puis en 1967 et 1968, nous avons lancé ces sept autres projets pilotes.

Étant donné l'ampleur de ces ressources, il n'est pas possible de lancer un seul projet pilote si l'on envisage d'étendre la mise en valeur à l'ensemble du gisement. Nous nous sommes alors occupés de ces projets pilotes afin d'en tirer des paramètres d'exploitation et nous assurer de la viabilité économique du processus. Cela étant fait, nous avons commencé à agrandir nos installations. Si nous n'avions pu travailler de façon viable, nous n'aurions pas pensé à voir plus grand.

Le sénateur Guay: Étant donné que le prix est un facteur important, lorsqu'il baisse, vous est-il possible d'extraire du pétrole, de le mettre en réserve quelque part en attendant que les prix remontent? Avez-vous déjà fait cela? Cela a-t-il été fait ou cela se fait-il?

[Text]

Dr. Trimble: We do not bring it out and store it and await a price increase, if that is the thrust of your question.

The Chairman: You leave it in the reservoir?

Dr. Trimble: Right. If you can make money on a given resource, you will do so. You have to answer to your stockholders. If you cannot make money on a resource, you put your money into some other area.

In the two years following the status as shown on this slide, the oil price was flat. We were at the point where we were trading dollars for dollars, and so we did not do much expansion in that period.

Senator Guay: If you are just breaking even, you would simply close the well, cap the well, would you?

Dr. Trimble: In that situation, senator, you would simply stop development in that area. Once you have a well onstream, it is difficult to shut it down. Once you shut a well down, you get into the problem of corrosion, and other field problems, and you could lose all of the investment you have in that well to that point. For that reason, you try to keep it going. However, in those circumstances you would not carry out any further expansion in that field. That was the case in 1972 and 1973.

Also on this slide is a colour-coded chart showing expansion through 1969, 1970 and 1971, and for a part of 1973. Not shown is 1972. It was in that particular time that we did not expand. When we talk in terms of expansion, we talk in terms of putting in 160 inverted five-spot patterns.

The Chairman: If you knew the price of oil was going to increase by \$10 a barrel over the next two years, would you be inclined to leave that oil in the ground and await that increase in price? Assuming your profit would be \$10 a barrel at this point, but you knew it was going to increase by \$10 a barrel over the next two or three years, would you leave that oil in the ground and await the price increase?

Dr. Trimble: Assuming it could be produced at an economical price, you would simply continue to expand and develop your resource.

Senator Guay: You would not produce it? You would simply expand it and await the price increase?

Dr. Trimble: No, we would not wait for the price increase. If it were economical to produce the resource at this point in time, we would do so. That is the way we operate. Also involved is the present value of the dollar. You could shut a well down for 50 years in anticipation of getting \$150 a barrel at that point in time, but you certainly would not do so. If you have a resource and it is economical to develop it, you do so. Because of the energy shortage in the United States, we are trying to develop our resources as hard and as fast as we can. If we think we can do so in today's economic environment, we will do so.

[Traduction]

M. Trimble: Si c'est ce que vous voulez savoir, nous n'extrayons pas de pétrole pour l'emmagasiner en attendant que les prix montent.

Le président: Vous le laissez dans le gisement?

M. Trimble: C'est cela. S'il est possible de s'enrichir grâce à une ressource donnée, on le fera. Il faut bien rendre des comptes aux actionnaires. S'il n'est pas possible de s'enrichir en exploitant une ressource, il faut alors investir ailleurs.

Deux ans après la prise de cette diapositive, le prix du pétrole était bas. Nous en étions au point où ne réalisions pratiquement aucun profit, c'est pourquoi notre situation ne s'est pas beaucoup améliorée pendant cette période.

Le sénateur Guay: Si vous arriviez tout juste à joindre les deux bouts, vous pourriez simplement fermer le puits, n'est-ce pas?

M. Trimble: Dans ce cas, monsieur le sénateur, cela reviendrait tout simplement de cesser toute mise en valeur dans cette région. Une fois qu'un puits est en production, il est bien difficile de le fermer. Dès qu'il y a fermeture, le problème de la corrosion et bien d'autres, s'installeront et il y a risque de perte de la totalité de l'investissement fait jusqu'à ce jour. C'est pourquoi nous essayons de maintenir la production. Toutefois, dans ces circonstances, on ne procède toute simplement plus à de nouveaux travaux de mise en valeur dans ce champs. C'est ce qui c'est produit en 1972 et 1973.

Cette diapositive montre aussi un tableau en couleur de l'intensification de la production pour les années 1969, 1970 et 1971 et une partie de 1973. Il n'y est pas question de 1972, parce qu'au cours de cette année notre production est demeurée stationnaire. Quand nous parlons d'expansion, nous parlons d'implanter 160 systèmes de maille à cinq puits.

Le président: Si vous saviez par exemple que le prix du pétrole va augmenter de \$10 le baril au cours des deux prochaines années, seriez-vous tenté de laisser ce pétrole enfoui et d'attendre que cette hausse se produise? En supposant que vos profits sont actuellement de \$10 le baril, et que vous saviez que le prix va augmenter de \$10 le baril au cours des deux ou trois prochaines années, laisseriez-vous ce pétrole dans le sol en attendant l'augmentation?

M. Trimble: Si vous pouviez assurer la production de façon économique, vous continueriez tout simplement à mettre en valeur vos ressources.

Le sénateur Guay: Vous ne produiriez pas? Vous attendriez simplement que le prix augmente?

M. Trimble: Non, nous n'attendrions pas une augmentation de prix. S'il était rentable de produire à ce moment, nous le ferions. C'est ainsi que nous fonctionnons. Il faut aussi tenir compte de la valeur actuelle du dollar. Théoriquement, il est possible de fermer un puits pendant 50 ans si l'on escompte en tirer \$150 du baril à l'expiration de ce délai, mais nous ne le ferions certainement pas. Si nous disposons de ressource et qu'il est rentable de les exploiter, nous le faisons. En raison de la pénurie d'énergie que connaissent les États-Unis, nous tentons d'exploiter nos ressources aussi efficacement et rapidement que nous le pouvons. Si nous estimons que nous pouvons

[Text]

Senator Guay: On the slide you show your production over the years, and you say that that production was possible because of the price. I am using the word you used. That is what led me to ask the question. I am still not satisfied in my own mind that that is not the case. As I see it, it is based on price, and with that I agree. That is why I say that, in my humble opinion, your company, if it is in a losing or break-even position, could choose not to produce that well, but once the price increases, your production line, I would suggest, would curve upwards immediately.

Dr. Trimble: The production curve has been rising, but in a thermal operation you have to order your hardware a year and a half or two years in advance of your requirement. If you want a generator, you have to order it a year and a half or two years in advance. The fact that the oil price increases does not mean you are able to go out and turn the tap and the oil comes up.

Senator Guay: But in your expansion program you could certainly make some preparation for that.

Dr. Trimble: Yes, certainly. We had plans each year to develop if the economic environment were satisfactory, and we will continue to do so.

In December, 1978, we had an environmental problem in this field which necessitated the shutting down of some generators. Given the price of oil at that particular time, we could not afford to put scrubbers on the generators. As a result, we were faced with an environmental problem, and over a period of six to eight months our production went from 71,000, 72,000 barrels down to 60,000 barrels a day.

Most of our oil at that particular time—and I am talking now of only two years ago—was going at \$5 a barrel, and it represented 70 per cent of our production. Our operating costs had doubled, resulting in a cash flow problem. Once the price started rising to \$26 U.S. a barrel, which is the current price, we could afford to put scrubbers on the generators.

What I am saying is that you simply cannot plan a thermal operation in the short term. You have to project prices and program expansions. There are problems that one is required to take care of. For example, if you start off by hitting one of these patterns with steam, it takes almost a year before you start to get much response out of that particular pattern. There is a lot of planning that goes into it within the price environment context.

Senator Rowe: You referred to Getty having run into an environmental problem. Would you care to elaborate on that?

Dr. Trimble: Yes. Since 1971 we have had a trailer at the Kern River Field monitoring our SO₂ emissions and our NO_x emissions. We turn those records in to the county and to the state. We were into this type of program before it became mandatory.

[Traduction]

y arriver dans la conjoncture économique actuelle, nous le faisons.

Le sénateur Guay: Sur cette diapositive, vous montrez votre production au cours des ans, et vous dites qu'elle a été rendue possible en raison du prix. Je reprends le terme que vous avez utilisé, et qui d'ailleurs a suscité ma question. Je ne suis toujours pas convaincu que ce n'est pas le cas. D'après moi, tout repose sur le prix et je l'admets. C'est pourquoi je dis, qu'à mon humble avis, si votre société se trouve en position déficitaire ou arrive tout juste à joindre les deux bouts elle pourrait choisir de ne pas exploiter ce puits, puisque dès que le prix augmente votre course de production en bénéficie aussitôt, il me semble.

M. Trimble: La course de production s'est effectivement améliorée, mais dans l'exploitation thermique il faut commander le matériel un an et demi, voire deux ans d'avance. S'il faut un générateur, il doit être commandé un an et demi ou deux ans d'avance. Que le prix du pétrole augmente ne signifie pas pour autant que vous êtes en mesure d'ouvrir aussitôt le robinet.

Le sénateur Guay: Mais dans votre programme d'expansion, vous pouvez certainement le prévoir.

M. Trimble: Oui, certainement. Nous avons prévu des expansions annuelles, pourvu que le climat économique le permette, et nous poursuivrons l'expansion.

En décembre 1978, nous avons connu dans ce secteur un problème écologique qui nous a forcés à fermer certains de nos générateurs. Étant donné le prix du pétrole à ce moment-là, nous ne pouvions pas nous permettre d'installer des épurateurs. Ainsi, nous avons connu un problème écologique, et pendant une période de six à huit mois, notre production est tombée de 71,000 ou 72,000 barils par jour à 60,000 barils.

La plus grande partie de notre pétrole, à ce moment-là—et je parle d'il y a deux ans—se vendait \$5 le baril, et cela représentait 70 p. 100 de notre production. Nos frais de fonctionnement avaient doublé, entraînant un problème de marge d'auto-financement. Quand le prix a commencé à monter, pour atteindre le prix actuel de \$26 (dollars américains) le baril, nous avons pu installer des épurateurs.

Cela veut dire que vous ne pouvez tout simplement pas planifier une opération thermique à court terme. Vous devez prévoir les prix et l'expansion des programmes. Il y a des problèmes dont il faut s'occuper. Par exemple, si vous commencez par injecter de la vapeur, il faut à peu près un an avant d'avoir vraiment des résultats. Il y a beaucoup de planification à faire dans le secteur des prix.

Le sénateur Rowe: Vous avez dit que Getty avait eu des problèmes écologiques. Pouvez-vous vous expliquer?

M. Trimble: Oui. Depuis 1971, nous avons une caravane à Kern River Field qui surveillait nos émissions de SO₂ et de NO_x. Nous remettons ces dossiers à l'État et au comté. Nous avions d'ailleurs commencé à prendre ces mesures avant qu'elles ne deviennent obligatoires.

[Text]

In the winter months in California, December and January, the fog rolls in and backs up against the mountains between Bakersfield and L.A., and in December 1978 that situation resulted in our exceeding for one day the emission standard, which at that time was 140 parts per billion SO_2 . We went up to about 185 parts per billion. Once we exceed that standard, our generator permits require that we turn it in. So, we turned ourselves in, and the result was that we had to shut down the equivalent of 62 steam generators in the field. We were allowed to start putting these back on by scrubbing the effluent from the generators. Now, almost two years later, we are still getting some of them back on.

Included in the presentation are some slides of the generators and scrubbers we use. Again, this is another area of technology (scrubbers) that was not readily available. We could not go down to the corner and buy the scrubbers that we needed for our generators. Although the scrubber technology was available for big units in refineries, it was not available for steam generators. The result was that we had to scale down, revise and develop. At this point we are special ordering and specifying the fabrication of our own scrubbers.

Senator Riley: Where are your generators manufactured?

Dr. Trimble: We are using two types of steam generators, National and Struthers. Exactly where the plants are, I do not know.

Struthers' headquarters is in Kansas, and they do some fabrication there, and I think the bulk of National's fabrication is done in Oklahoma.

Senator Riley: You do not use the Swiss concerns?

Dr. Trimble: No, senator. In Venezuela they are using a thermocycle type of generator. We tried those in the field but did not find them to be satisfactory from a maintenance standpoint. We are doing some of our own modification of the generator design. For instance, we know where some of the generator hangers are failing, and we give special instruction to the manufacturer.

The Chairman: Is it true that in California you are in violation of the quality of air standards, or very near the borderline of that standard as a result of this operation?

Dr. Trimble: We are scrubbing the effluent from most of our generators, and as long as we are on a scrubbing program we are all right. There is a whole program that we have to do. We had to make an environmental study; we had to do some computer work. In fact, we had to hire an outside consultant who was a specialist in this area.

There have been two or three laws that have been passed, and I am not up on all of the detail. I do know, however, that as long as we continue to put the scrubbers on, we can continue to operate. We have 10 of these scrubbers in place now, each hooked to about nine or 10 generators, and we have another 10

[Traduction]

Pendant l'hiver en Californie, en décembre et en janvier, le brouillard se glisse dans les montagnes entre Bakersfield et Los Angeles. C'est ainsi qu'en décembre 1978, nous avons dépassé pendant une journée les normes d'émission qui, à ce moment-là, étaient de 140 parties de SO_2 par milliard. Nous sommes montés à 185. Une fois que nous dépassons cette norme établie, nous devons, aux termes des conditions stipulées dans nos permis pour les générateurs, remettre ces permis au gouvernement. Nous avons donc rendu nos permis et nous avons dû fermer l'équivalent de 62 générateurs de vapeur. On nous a permis ensuite de les remettre en marche à la condition d'épurer l'effluent des générateurs. Maintenant, environ deux ans plus tard, nous ne les avons pas encore tous remis en marche.

Notre mémoire est accompagné de diapositives des générateurs et des épurateurs que nous utilisons. Encore une fois, il s'agit d'un secteur technique (les épurateurs) pour lequel le matériel n'est pas facile à acquérir. On ne pouvait pas tout simplement se rendre au magasin du coin pour acheter les épurateurs dont nous avions besoin pour nos générateurs. Bien que la technologie des épurateurs ait été disponible pour les grosses unités des raffineries, elle n'était pas disponible pour les générateurs de vapeur. Ainsi nous avons dû baisser notre production, réviser la situation et élaborer de nouveaux plans. En ce moment, nous faisons des commandes spéciales d'épurateurs conçus selon nos propres normes.

Le sénateur Riley: Où vos générateurs sont-ils fabriqués?

M. Trimble: Nous nous servons de deux types de générateurs de vapeur, National et Struthers. Je ne sais pas exactement où les usines sont situées.

Le siège social de la société Struthers se trouve au Kansas, et ils fabriquent certains générateurs là-bas, je crois que le gros de la fabrication de National est fait en Oklahoma.

Le sénateur Riley: Vous ne vous servez pas d'appareils de fabrication suisse?

M. Trimble: Non, monsieur le sénateur. Au Venezuela, on se sert d'un type de générateur «thermocycle». Nous les avons essayés ici mais nous trouvons leur entretien difficile. Nous apportons nos propres modifications à la conception du générateur. Par exemple, nous savons où certaines des tiges de suspensions peuvent être défectueuses et nous donnons des instructions particulières au fabricant.

Le président: Est-il vrai qu'en Californie vous avez violé les normes sur la qualité de l'air, ou que vous étiez très près des maximums permis?

M. Trimble: Nous épurons les émissions de la plupart de nos générateurs, et tant que nous aurons un programme d'épuration, tout ira bien. Mais c'est un véritable programme que nous devons entreprendre. Nous avons dû étudier le milieu, et traiter ces données par ordinateur. De fait, nous avons dû faire appel aux services d'un expert dans ce domaine.

Deux ou trois lois ont été adoptées depuis, mais je ne suis pas trop certain des détails. Je sais toutefois que tout aussi longtemps que nous continuerons à installer ces épurateurs nous pourrions continuer d'exploiter ces générateurs. Nous avons installé jusqu'à présent dix de ces épurateurs, chacun

[Text]

on order. We are bringing those in and installing them as fast as we can. They cost about \$1 million apiece, and around \$600,000, \$700,000 a year to operate.

The Chairman: I appreciate what you are doing, but is it true or not true that you are either in violation or near the standard of emissions control?

Dr. Trimble: I would say that anyone operating in that area is near the standard. One of the reasons we are putting some of the generators back on and getting these scrubbers is that we also agreed to gather data for the EPA on NO_x emissions so that they can then come back and tell us what we should have.

Whether or not we are exceeding the NO_x emissions, I do not know. We do not know what they are right now. We are currently gathering the necessary data, and there are hearings going on. But we are not exceeding the SO₂ standards. If we do exceed them, we have to shut down. No one operating in the San Joaquin Valley has very much leeway in that regard.

Senator Nurgitz: You described the manner in which this fog comes in at a particular time of the year. Is that a problem peculiar to that area only? In other words, if these processes were used in the open prairie such as we find in Alberta and Saskatchewan, would the operators experience the same kinds of environmental problems?

Dr. Trimble: It depends on the weather in the particular area. The day following the date on which we experienced that violation, we were back under the standard, and we have not exceeded it since. But that one day caused us all kinds of headaches. Had we not reported the violation, we could have lost all of our steam generator permits.

The Chairman: Is this Kern River Field an agricultural area?

Dr. Trimble: Yes, Mr. Chairman. It is in the San Joaquin Valley.

The Chairman: Is it rich agricultural land?

Dr. Trimble: Yes, as long as there is water. The farmers in this area use a lot of irrigation water. It is good sandy soil and there is a lot of sunshine, and as long as they use a lot of water, things will grow. Without water, it looks something like west Texas. It is very arid. But given that water, it is very productive. The San Joaquin Valley has a lot of agriculture. In fact, Getty has some agricultural interests on the other side of the valley.

This next *slide 15* simply shows that we are continuing to work and expand and develop our resource. This is the manner

[Traduction]

raccordé à neuf ou dix générateurs, et nous en avons commandé dix autres. Et nous les installons le plus vite possible. Ils coûtent environ \$1 million chacun et leur fonctionnement coûte \$600,000 ou \$700,000 par année.

Le président: Je suis conscient de vos efforts, mais est-ce vrai que vous violez en ce moment les normes de contrôle des émissions ou que, en tout cas, vous atteignez le maximum?

M. Trimble: Je dirais que tous ceux qui ont une exploitation dans ce secteur sont proches du maximum permis? Une des raisons pour lesquelles nous nous servons à nouveau de certains des générateurs ou que nous installons ces épurateurs est que nous avons également accepté de compiler des données pour la EPA sur les émissions de NO_x afin qu'elle puisse nous dire exactement ce que nous devrions faire.

Je ne sais pas vraiment si nos émissions de NO_x sont supérieures à celles permises. Nous ne savons pas vraiment ce qu'elles sont maintenant. Nous recueillons actuellement les données nécessaires et des audiences se déroulent également sur cette question. Mais nous ne dépassons pas les normes permises pour le SO₂, car si nous le faisons nous devrions arrêter nos générateurs. Aucune société exploitant dans la région de San Joaquin Valley n'a une très grande marge de manœuvre à cet égard.

Le sénateur Nurgitz: Vous avez décrit la façon dont le brouillard pénétrait dans cette région à une période précise de l'année. Est-ce que c'est un problème propre à cette région? En d'autres termes, si ces procédés étaient utilisés dans la grande prairie comme en Alberta ou en Saskatchewan, est-ce que les exploitants éprouveraient les mêmes types de problèmes écologiques?

M. Trimble: Cela dépend du temps dans la région en question. Le lendemain de la journée où nous avons dépassé les normes d'émissions, nos émissions étaient plus basses que les normes permises. Et nous ne les avons pas dépassées depuis. Mais cette journée à elle seule nous a causé toutes sortes de problèmes. Si nous n'avions pas signalé la violation, nous aurions pu perdre les permis d'exploitation de tous nos générateurs de vapeur.

Le président: Est-ce que le gisement de Kern River est situé en zone agricole?

M. Trimble: Oui, monsieur le président. Il se trouve dans la vallée de San Joaquin.

Le président: Il s'agit de terres agricoles riches?

M. Trimble: Oui, pourvu qu'il y ait de l'eau. Les fermiers de cette région doivent recourir à une abondante irrigation. C'est une bonne terre sablonneuse, l'ensolaillement est excellent et pourvu qu'on irrigue, les récoltes sont bonnes. Sans eau, cette région ressemblerait un peu à l'Ouest du Texas; elle serait très aride. Mais avec de l'eau c'est une région très fertile. Il y a beaucoup d'agriculture dans la vallée de San Joaquin. De fait, Getty a certains intérêts agricoles sur l'autre versant de la vallée.

La diapositive 15 indique simplement que nous continuons de travailler au développement de nos ressources. C'est notre

[Text]

in which we operate. We do not believe in sitting there and piloting the area to excess.

While all of this was going on, Chevron embarked on a pilot, and you can see the other properties of Chevron indicated on the slide. That is good production property. Shell and Tenneco also have some property in here, again as indicated on the slide.

We were well into our expansion by the time that Chevron decided that they would embark on some expansion also. Again, this was part of the technology transfer or spill-over to the other operators in the field. We established the viability of the process, and it was then up to the individual operators to make it work in terms of their own economics.

Also shown on the slide are the areas of Chevron and Tenneco that are in steamflood. Shell is still piloting in this area, and has been for many years.

Senator Rowe: Is the area shown on that slide considered part of the earthquake hazard of California in the same way as is San Francisco?

Dr. Trimble: The San Andreas Fault is far from this area. This is not considered an earthquake area, although it would be hard to find any place in California where you are not going to have some earthquake problems. For instance, in 1971 we had tremors as near as 50 miles to this field. In fact, they shook up some houses in Bakersfield.

One of the things we learned very early in the life of this field is that if we were going to expand, we would have to clean up the water, process it, handle it and re-inject it. We started off by using the same source for water supply as the city of Bakersfield was using. However once we decided to expand we realized we would have to do something in terms of our water supply. At that point we started piloting a water plant, and we are at the point now where we can clean up all of our water, with the excess going to the farmers.

We have, in effect, what is almost a closed system in which we produce the fluid, run it through automatic well test sites to measure it, separate the oil from the water, take a cut of the fuel oil back to our generators, and then take the waste water, knock the oil out of it, inject it into the water softener and then pump it back to the steam generators. *Slide 16*

The only exit points are the pipeline to the refinery—and we have to keep that going—and the excess water to the Kern River Canal.

Again, a lot of things had to be learned for this particular system.

Senator Guay: Was this because of the lack of water in that area, or was it more economical to do it in that way?

[Traduction]

façon de travailler. Nous ne nous contentons pas d'exploiter les ressources à outrance sans rien donner en retour.

Pendant ce temps-là, Chevron a entrepris un projet-pilote, vous pouvez voir les autres propriétés de Chevron sur cette diapositive. Ce sont de bonnes exploitations. Shell et Tenneco ont également des propriétés dans la région, comme vous pouvez le voir sur la diapositive.

Nous avons déjà entrepris notre projet d'expansion depuis un bon moment quand Chevron a décidé de s'engager dans la même voie. Encore une fois, cela faisait partie du transfert de techniques de l'échange de connaissances avec les autres entreprises. Nous avons établi la viabilité du procédé et il incombait alors aux diverses entreprises de s'en servir en fonction de leurs ressources.

Sur cette diapositive, vous voyez également les installations de Chevron et de Tenneco où on se sert de l'injection de vapeur d'eau. Shell a entrepris il y a déjà de nombreuses années un projet-pilote dans ce domaine.

Le sénateur Rowe: Est-ce que la région indiquée sur cette diapositive fait partie comme San Francisco de la zone de danger sismique de la Californie?

M. Trimble: La faille de San Andreas est loin de cette zone. Ce n'est pas une zone sismique bien qu'il soit difficile de trouver un seul endroit en Californie où vous n'aurez pas de problèmes sismiques. Par exemple, en 1971, nous avons eu des secousses telluriques à 50 milles de ce gisement. De fait, elles ont secoué certaines maisons de Bakersfield.

Une des choses que nous avons apprises tout au début de notre exploitation de ce gisement, c'est que toute expansion nous obligerait à purifier, traiter et réinjecter l'eau. Nous avons commencé par nous servir de la même source que la ville de Bakersfield. Toutefois, après avoir décidé de précéder à une expansion, nous nous sommes rendus compte que nous devrions régler le problème de l'approvisionnement en eau. Nous avons à ce moment-là entrepris un projet-pilote de traitement de l'eau; nous pouvons maintenant purifier toute notre eau et fournir l'excédent aux fermiers.

De fait, nous avons presque un système fermé: nous extrayons le liquide, le faisons passer par des dispositifs automatiques pour le mesurer, nous séparons ensuite le pétrole de l'eau, réacheminons une fraction de l'huile lourde vers nos générateurs; nous prenons ensuite l'eau résidentielle pour en extraire le pétrole; l'eau passe ensuite par les adoucisseurs d'eau avant de retourner aux générateurs de vapeur. *diapositive 16*

Les seuls points de sortie sont le pipe-line qui achemine la production vers la raffinerie—et il ne faut pas cesser de l'alimenter—et l'excédent d'eau est envoyé dans le canal de Kern River.

Nous avons dû apprendre beaucoup de choses pour réussir à utiliser ce système.

Le sénateur Guay: Est-ce que cela était dû au manque d'eau dans la région ou était-ce tout simplement plus économique de procéder de cette façon?

[Text]

Dr. Trimble: It was a lack of water, senator. Again, this is an area of very arid land. Water is valuable. When we first started, we were only using small amounts, but today we are injecting 500,000 barrels a day into the steam generators for use in these wells. Standard Oil has since built a plant similar to Getty's, and they are now using about 100,000 barrels a day. So, it involves a lot of fluid. Our plant would almost supply a small town. We could not have drawn on the Bakersfield aquifer to that extent. In addition, we had a disposal problem once we produced fluid. So, from an economic standpoint as well as water availability—and I am not sure which came first—this was the way to go.

Senator Rowe: Supplementary to Senator Guay's question, when I was in Aruba a few years ago I discovered that they have the biggest salt water distillery in the world, and literally all of the fresh water used on Aruba comes from that distillery. There is also a refinery in Aruba, and I understand that the salt water distillery is operated with the waste material from the refinery—material that would otherwise never be used. They are using that, as I understand it, to distill the salt water. Has any thought been given to using that approach in California; and if not, why not?

Dr. Trimble: They have not had to. In Aruba, they have no choice; that is about the only way they can get fresh water.

Senator Rowe: This, then, is a theoretical possibility. As I understand it, California is chronically short of water.

Dr. Trimble: Yes, and the water table is continuing to drop throughout the San Joaquin Valley. But to take and process sea water on the coast, which is an expensive process, and transport that to the valley would be a prohibitive operation. You can always make fresh water by taking salt water and distilling it and then condensing it. But this, because it is energy-intensive, is a very expensive procedure. It requires a lot of fuel, and you are not always next to a refinery from which you can get that energy.

So, on an energy-efficiency basis, that may not be the best approach.

The thing that is coming on in the industry is what is called reverse osmosis as a way of purifying water. Struthers has worked with the Russians in developing a steam generator that will handle water that has been processed through this reverse osmosis process from the Caspian Sea. They had to use sea water in the generators. This reverse osmosis is taking and applying pressure across a membrane from the salty water on one side to the fresh water on the other side.

In Kern River we use conventional water softeners. These are sodium zeolite cation exchange units. They can handle up to 3,000 ppm total dissolved solids. Once you get above that, the cost of regeneration becomes prohibitive, and you get into some technical problems. We have done some field experimenting on softening water up to about 22,000, 23,000 ppm

[Traduction]

M. Trimble: C'était dû au manque d'eau, monsieur le sénateur. Encore une fois, je dois dire qu'il s'agit d'une terre très aride. L'eau y est très précieuse. Lorsque nous avons entrepris notre projet, nous ne nous servions que de petites quantités d'eau, mais aujourd'hui nous injectons chaque jour 500,000 barils d'eau dans les générateurs de vapeur pour ces puits. Standard Oil a construit, depuis cette époque, une usine semblable à celle de Getty, et utilise maintenant environ 100,000 barils d'eau par jour. L'eau est donc un élément très important. Notre usine pourrait presque approvisionner une petite ville en eau. L'alimentation en eau de Bakersfield n'aurait pas suffi à nos besoins. De plus, nous avions un problème de résidus une fois le liquide extrait. Du point de vue économique ainsi que du point de vue de la disponibilité de l'eau, et je ne sais lequel a été considéré en premier lieu, c'était la seule solution possible.

Le sénateur Rowe: Lorsque j'étais à Aruba, il y a quelques années, j'ai découvert qu'ils possédaient la plus grosse usine de désalinisation au monde et littéralement toute l'eau douce utilisée à Aruba provenait de cette usine. Il y a également une raffinerie à Aruba et j'ai cru comprendre que cette installation de désalinisation fonctionne grâce à des déchets qui proviennent de la raffinerie—des matériaux qui ne seraient, sans cela, jamais utilisés. Ils s'en servent pour produire de l'eau douce. A-t-on songé à utiliser cette méthode en Californie et, si non, pourquoi pas?

M. Trimble: On n'a pas eu besoin de l'étudier en Californie. A Aruba, on n'avait pas le choix; c'était la seule façon pour eux d'obtenir de l'eau douce.

Le sénateur Rowe: C'est donc théoriquement possible. Si j'ai bien compris, la Californie manque d'eau douce.

M. Trimble: Oui, et le niveau d'eau continue de baisser dans la vallée de San Joaquin. Mais prendre et traiter de l'eau salée sur la côte est un procédé coûteux, et la transporter jusqu'à la vallée serait financièrement impossible. On peut toujours produire de l'eau douce en distillant de l'eau salée. Toutefois, ce procédé est très coûteux parce qu'il consomme beaucoup d'énergie. Il exige beaucoup de combustible et il n'est pas toujours facile d'obtenir cette énergie s'il n'y a pas de raffinerie tout près.

Du point de vue de l'efficacité énergétique, cette solution n'est donc peut-être pas la meilleure.

L'industrie est en train de mettre au point un procédé appelé l'osmose inverse pour purifier l'eau. La société Struthers a collaboré avec les Russes à concevoir un générateur de vapeur qui acceptera de l'eau de la mer Caspienne qui aura été traitée grâce au procédé de l'osmose inverse. Les générateurs utiliseront de l'eau de mer. Le procédé consiste à appliquer une pression à travers une membrane sur l'eau salée d'un côté et l'eau douce de l'autre.

A Kern River, on utilise des adoucisseurs d'eau classiques. Il s'agit d'échangeurs cationiques au zéolite de sodium. Ces échangeurs peuvent accepter jusqu'à 3,000 ppm de solides dissous. Au-delà de ce plafond, la régénération devient trop coûteuse et pose des problèmes techniques. Nous avons procédé avec succès à quelques expériences sur le terrain sur

[Text]

TDS with weak acid resins and been successful. However, when you get water that is worse than that, such as they have in the Lloydminster area (92,000 TDS), then you start thinking in terms of the reverse osmosis process to knock some of the salt back to the point where you can actually handle it with resin type water softeners.

So, there are different levels of technology as far as handling salt water is concerned. Distilling the water, as in Aruba, is a last resort.

The next slide *Slide 17* shows an automatic well test site. We have about 120 of these in Kern River. We are monitoring somewhere in the order of 3,500 wells in this field. To keep track of them in the field would be an astronomical task. What we do as far as testing is to run them into these automatic well test sites. We can handle up to about 36 wells or each automatic well test site. These AWT's are connected to a computer in the District Office in the center of the field and can be programmed to take tests in each of these wells on a given schedule. We also can determine if in a given well production is hot, what the temperature is and the amount a water and fuel to each generator.

The next slide *Slide 18* is a schematic of an AWT site. It shows the lines coming into the unit and the test tank where there is a water cut analyzer. Once it comes out of the water cut analyzer, you can tell whether you have 95 per cent water, 50 per cent water, or whatever for a given well.

The Chairman: How many acres of land are involved in this project?

Dr. Trimble: The total field is about 12,000 acres, and the Getty acreage is about 6,000 acres.

The Chairman: And was it ever under cultivation?

Dr. Trimble: As far as I know, no. It may have been. There were a lot of wells in this field in the early 1900s. These are all surface pipelines. We can get away with that in southern California because of climate. You cannot here in Canada.

Senator Riley: Are your steam lines surface lines?

Dr. Trimble: Yes.

Senator Riley: How are they insulated?

Dr. Trimble: They have a fibre insulation around the pipe, and then there is aluminum wrapped around that. This slide shows what some of them look like.

They are hung off the ground. As we develop this field, we go in and drill some injector wells and we start moving all of these lines around and it is much easier to do so when they are hung in this fashion rather than having to dig them all up. These wells are quite close. We are talking about two and one-half acres five spots.

[Traduction]

l'adoucissement de 22,000 à 23,000 ppm MSTD d'eau au moyen de résines acidiques faibles. Toutefois, lorsque l'eau est pire, comme celle qu'on trouve dans la région de Lloydminster (92,000 MSTD), on doit alors songer à utiliser le procédé d'osmose inverse pour réduire la quantité de sel de façon qu'on puisse traiter l'eau avec des adoucisseurs d'eau à résines cationiques.

Il existe donc différents procédés permettant de traiter l'eau salée. La distillation de l'eau, comme à Aruba, est une solution de dernier ressort.

La diapositive suivante *diapositive 17* montre un champ d'essai de puits automatiques. Il y a environ 120 de ceux-ci à Kern River. Nous contrôlons quelque 3,500 puits dans ce champ. Il serait presque impossible de suivre ces puits dans le champ. Pour nos essais, nous choisissons donc un champ d'essai de puits automatiques. Il peut y avoir jusqu'à 36 puits par champ d'essai. Ces puits automatiques sont reliés à un ordinateur au bureau de district dans le centre du champ des essais et peuvent être programmés dans chacun de ces puits à intervalle donné. Nous pouvons aussi établir si la production d'un puits donné est chaude, qu'elle en est la température ainsi que la quantité d'eau et de combustible contenue dans chaque générateur.

La diapositive suivante *diapositive 18* est un schéma représentant un champ d'essai de puits automatiques. Le schéma montre les conduites pénétrant dans le générateur et le réservoir d'essai qui contient un analyseur d'eau. Lorsque l'eau sort de cet appareil, on sait si un puits donné contient par exemple 95 p. 100 d'eau ou 50 p. 100 d'eau.

Le président: Combien d'acres sont consacrées à ce projet?

M. Trimble: La superficie totale du champ est d'environ 12,000 acres et Getty a environ 6,000 acres.

Le président: Ces terres ont-elles déjà été cultivées?

M. Trimble: Pas à ma connaissance. Cela est possible. Au début des années 1900, ce champ comptait de nombreux puits. Toutes les conduites sont au-dessus du sol. Le climat du Sud de la Californie est assez clément pour ce genre de pipeline. Cela serait impossible au Canada.

Le sénateur Riley: Vos conduites de vapeur sont-elles toutes au-dessus du sol?

M. Trimble: Oui.

Le sénateur Riley: Comment les isole-t-on?

M. Trimble: Une couche de fibre de verre entoure la conduite qui est recouverte d'une gaine d'aluminium. Cette diapositive montre comment ces conduites sont faites.

Les pipelines sont suspendus au-dessus du sol. À mesure que nous exploitons ce champ, nous forons quelques puits d'injection et nous commençons à installer ces conduites. L'installation est beaucoup plus facile lorsque les conduites sont suspendues de cette façon au lieu d'être enterrées dans le sol. Les puits sont assez rapprochés. Il y a environ cinq puits à tous les deux acres et demies.

[Text]

Would we do that in Canada? Probably not. In Cold Lake, for example, you drill off a pad. You have to adjust to each of your operating environments.

The next slide *Slide 19* shows the separation center. It consists of some 43,000 gun-barrel type tanks for segregating the oil from the water, and then you run it through two heated tanks to knock out the rest of the water to get it down to less than 3 per cent water per pipeline shipment.

In terms of emulsions, we do not have that much of a problem. We try to prevent emulsion forming. We add the emulsion breaker throughout the field in these gathering streams, and then before the water goes into the plant, and we add it after it comes out of the plant and before it gets to the water softener.

We take a cut off this for use as fuel oil. We do not have gas. Gas is not available to us.

How much are we burning? We are burning almost one-third of the oil that we produce in these generators. Right now, that amounts to approximately 23,000 barrels per day.

Senator Riley: That is out of 50,000-odd?

Dr. Trimble: That is out of 70,000 barrels, senator. The net is somewhere around 50,000 barrels a day. We are looking at alternate ways of firing these generators. We have not found anything yet. If we ever do, we would have an additional 23,000 barrels a day to sell.

From that separation plant, the water goes through depurators whose function it is to reduce some of the oil in the water. The fluid then goes through a 48-inch pipeline down to the water plant where the water is retained for a short time in basins. The water then goes through a flotation cell, which is shown on the slide. *Slide 20* This flotation cell is charged with nitrogen. Once the water enters the cell, the nitrogen is bubbled through the water, and the bubbles cause the oil to cling to the bubbles, and then a skimmer takes off the oil.

From that point, it can go two ways. One will run it through a depurator, and then into the canal. This slide *Slide 21* shows you what a depurator looks like. Its purpose is to remove the insoluble oil, before putting it into the irrigation canal.

We put about 150,000 barrels a day into this irrigation canal. This is used by the farmers and ranchers. *Slide 22*

Senator Riley: What are the crops which these farmers grow?

Mr. Trimble: They grow grapes, cotton, almonds, oranges, and others.

Senator Riley: What about walnuts?

Mr. Trimble: Some farmers on the western side of the valley do grow walnuts. They are not grown in the same quantity as almonds.

[Traduction]

Procéderions-nous de la même façon au Canada? Probablement pas. À Cold Lake, par exemple, il faut enlever un tampon par forage. Il faut s'adapter à chaque milieu.

La diapositive suivante *diapositive 19* montre un centre de séparation. Il comprend quelque 43 000 réservoirs de décantation de faible diamètre et de grande hauteur dans lesquels on décante le mélange de pétrole et d'eau. Celui-ci passe ensuite dans deux réservoirs chauffés afin d'essayer d'en extraire l'eau qui reste pour que chaque envoi par pipeline ne contienne pas plus de 3 p. 100 d'eau.

L'émulsion ne pose pas trop de problèmes. Nous essayons de prévenir qu'elle ne se produise en ajoutant un désémulsifiant dans le réseau de collecte sur le champ même. On rajoute ce produit avant que l'eau n'entre dans l'usine, après qu'elle en sort et avant qu'elle ne passe par l'adoucisseur.

Une partie du produit obtenu devient du mazout. Nous n'avons pas de gaz naturel.

Quelle quantité de pétrole consommons-nous? Nous consommons presque le tiers du pétrole que nous produisons dans ces générateurs. À l'heure actuelle, cela représente quelques 20 000 barils de pétrole par jour.

Le sénateur Riley: Sur quelque 50 000 barils?

M. Trimble: Sur environ 70 000 barils, sénateur. La production nette s'élève à quelque 50 000 barils par jour. Nous étudions d'autres moyens de faire démarrer ces générateurs. Nous n'en avons pas encore trouvé. Si nous y parvenons, nous pourrions vendre 23,000 barils de plus par jour.

De l'usine de séparation, l'eau passe ensuite par des épurateurs dont le rôle est de réduire la quantité de pétrole que contient l'eau. Le fluide se rend ensuite par une conduite de 48" de diamètre à l'usine d'eau ou l'eau reste pendant une brève période dans des bassins. L'eau passe ensuite par une cellule de flottation comme celle apparaissant dans la diapositive *diapositive 20*. La cellule de flottation contient de l'azote. Lorsque l'eau pénètre dans la cellule, l'azote est injectée sous forme de bulbes dans l'eau. Le pétrole se fixe alors sur les bulbes et un écrémoir enlève ensuite le pétrole.

À partir de là, le liquide peut suivre deux routes. Il peut passer par un épurateur et ensuite un canal. Cette diapositive *diapositive 21* vous montre un épurateur. Le rôle de celui-ci est d'enlever le pétrole insoluble avant qu'il ne passe dans le canal d'irrigation.

Le canal d'irrigation reçoit environ 150 000 barils de liquide par jour. Les fermiers et les éleveurs s'en servent. *diapositive 22*

Le sénateur Riley: Que cultivent ces fermiers?

M. Trimble: Ils cultivent des raisins, du coton, des amandes, des oranges et d'autres produits.

Le sénateur Riley: Et des noix?

M. Trimble: Quelques fermiers sur le côté ouest de la vallée produisent des noix. On produit toutefois davantage d'amandes.

[Text]

About 500,000 barrels a day come out of these flotation cells, and at that point we knock out the rest of the insoluble oil. This is what we call a diatomaceous earth (DE) tower. *Slide 23* This tower stores about 30 tons of DE. It is mixed in these mixing tanks and then pumped to these leaf-type diatomite filters. When the oil-water mix goes through that, whatever insoluble oil is in the water is removed. After that, it then goes through the sodium zeolite cation exchange water softeners, and from there back into the field *Slide 24*.

At this stage there is nothing different about this technology. This is industry technology. What we helped develop was the scale. When you are handling that volume of water, any kind of problem in this section can slide through and get into this waste water, causing all kinds of problems at that point. Through the years we have found how to handle these problems. One of the purposes of the sediment basin is to provide us with the time to solve all of these problems before we run it through this system. So, as I say, while the technology is not unique, the size is.

Next we have a steam facility. *Slide 25* This is the M-6 Project in the Tia Juana field in Venezuela.

I have included this slide to indicate the type of technology involved. In this field they draw water from Lake Maracaibo, send it through some sand filters to knock out the particles, following which it goes through the sodium zeolite cation exchange water softeners. Before they put it into their steam generators, they will run a steam trace back to these lines and heat this whole section here, run the water through it and raise the temperature of it. The purpose in doing so is that when they add their oxygen scavenger they use fewer chemicals.

Until becoming aware of this, I had never really thought much about it. We do not have to worry about this in Kern River because our water, in the recycling process, is hot. When we add our oxygen scavenger, we do not have to worry about this particular step. I did not realize that until my tour of this plant in Venezuela in the latter part of September of this year. When I inquired why they were doing it, they informed me that it was because they were bringing in cold lakewater. This preheat process cut their use of sodium sulphite chemicals by about half.

The next slide *Slide 26* shows some 50 million BTU/hour steam generators in Kern River. We have a bank on this side and a bank on the other side. These boxes are all connected through here. On this side you see a scrubber, and again on this side, and what you see here is steam. These are SO₂ scrubbers and they are all stainless steel. As I said earlier, these cost \$1 million a piece, and about \$500,000 to \$600,000 a year to operate.

Before I leave the schematic of the plant, let me tell you what we see here *Slide 27*, going all of the way from the water and oil separation plant down through the water plant. We start off with about 200 parts per million of oil in the water. We then run it through a depurator unit, up to the plant, put it

[Traduction]

Ces cellules de flottation produisent quelque 500 000 barils de pétrole par jour. A cette étape, nous éliminons le reste du pétrole insoluble. C'est ce que nous appelons une tour à diatomite. *diapositive 23* Cette tour emmagasine environ 30 tonnes de diatomite. Celle-ci est mélangée dans des réservoirs et pompée ensuite dans des filtres à diatomite en forme de feuilles. Lorsque le mélange de pétrole et d'eau passe à travers ces filtres, le pétrole insoluble en suspension dans l'eau est retiré. Ensuite, le liquide passe dans les adoucisseurs d'eau et les échangeurs cationiques au zéolite de sodium et finalement retourne dans le gisement. *diapositive 24*

A partir de cette étape, la technologie est la même. C'est la technologie qu'utilise l'industrie. Nous l'utilisons cependant sur une plus grande échelle. Lorsqu'on traite un volume d'eau aussi important, tout problème dans cette partie peut avoir des répercussions sur l'eau usée et causer toutes sortes de difficultés. Avec l'expérience, nous avons appris à les résoudre. L'un des buts du bassin de sédimentation est de nous donner le temps de résoudre ces problèmes avant que le produit ne passe dans le système. Je le répète donc, la technologie n'est pas nouvelle, mais nous l'utilisons sur une échelle beaucoup plus grande.

Il y a ensuite l'installation de vapeur. *diapositive 25* Il s'agit du projet M-6 dans le gisement Tia Juana au Venezuela.

J'ai inclus cette diapositive pour vous montrer la technologie utilisée. Dans ce champ, ils pompent de l'eau du lac Maracaibo, la font passer par des filtres à sable, qui retiennent les particules, puis dans les adoucisseurs à eau et des échangeurs cationiques au zéolite de sodium. Avant que l'eau ne passe dans les générateurs à vapeur, on enverra une poussée de vapeur dans les conduites pour réchauffer toute cette partie, on fera couler de l'eau dans celles-ci et on en élèvera ainsi la température. Ensuite, lorsqu'on ajoute le désoxygénant il n'est pas nécessaire d'utiliser autant de produits chimiques.

Avant qu'on attire mon attention sur ce procédé, je n'y avais pas vraiment songé. Nous n'avons pas à nous préoccuper de ce problème à Kern River parce que notre procédé de recyclage utilise de l'eau chaude. Lorsque nous ajoutons le désoxygénant, nous n'avons pas à nous préoccuper de cette étape. Je n'y avais pas songé avant de visiter l'usine au Venezuela à la fin de septembre. Lorsque j'ai demandé pourquoi on procédait de cette façon, on m'a répondu que c'est parce qu'on utilisait de l'eau de lac froide. En réchauffant les conduites, on réduit ainsi de moitié la quantité de sulfite de sodium nécessaire.

La diapositive suivante *diapositive 26* montre des générateurs de vapeur fonctionnant à quelque 50 millions de BTU/heure, à Kern River. Il y a un banc de chaque côté. Ces boîtes sont toutes reliées de ce côté. Vous voyez ici un épurateur et voici de la vapeur. Il s'agit d'épurateurs de SO₂ construits en acier inoxydable. Comme je l'ai dit plus tôt, ces épurateurs coûtent 1 million de dollars chacun et leur fonctionnement de \$500,000 à \$600,000 par année.

Avant de mettre de côté le schéma de l'usine, permettez-moi de vous expliquer ce que vous voyez ici *diapositive 27* allant de l'usine de séparation de l'eau et du pétrole jusqu'à l'usine d'eau. Au départ, il y a environ 200 parties par million de pétrole dans l'eau. Le liquide passe par un épurateur, se rend

[Text]

into a 48-inch pipeline, and then send it to the sedimentation basin. At that point we lose a little bit of oil, and from there it goes through the flotation cells, through the diatomaceous earth, down to where we are zero for feed water. We do the same thing for suspended solids. Each one of these cycles takes something out of the water before it gets to the generators.

Another thing we found very early was that if we kept the back pressure off our producing formation, the oil came out a little easier. Once back pressure was put on the formation, it shut the production down. In our particular case, one of the reasons it did was that we had low formation pressure. *Slide 28* We developed a casing blow system in which, instead of conveying the flash steam from the wellbore to the atmosphere to keep the pressure off the formation, we started collecting that casing head steam and its accompanying distilled product. It then goes by gravity trunkline down to a steam liquid separator, and then moves on to heat exchangers to condense the steam. On this slide, you see the heat exchangers as they look in the field *Slide 29*.

Senator Guay: What would be the approximate diameter of the line going to the heat exchanger?

Dr. Trimble: I would guess something in the order of about four feet, senator.

When we found that they had all of this excess heat from condensing this casing blow, protecting the environment and controlling the blow, we decided to run water from our water plant through the heat exchangers, and then to our steam generators. So, we were able to preheat water from the water plant—again, a way of utilizing energy. This saved some generator fuel.

In addition to utilizing the heat, we produce about 1,500 barrels per day out of about 40° API light crude that is stripped and distilled by the steam.

In some parts of the field, we have excess heat that we cannot handle in that way, and in this case we use these fin-fan air coolers. We have the fans in this area (pointing underneath) that provide the cooling *Slide 30*.

The next slide *Slide 31* shows fields other than the Kern River Field. I do not intend to go through them. I merely wanted to let you know that there are a variety of projects that we are involved in. This slide shows the depths to the tops of the producing formations. The figures in brackets represent the range of depths that we have in those particular fields in which we use either steam stimulation or steamflooding.

The Chairman: How many commercial projects are there in that area?

Dr. Trimble: All of these are commercial, Mr. Chairman.

[Traduction]

jusqu'à l'usine, passe par une conduite de 48 pouces de diamètre et arrive au bassin de sédimentation. A cette étape, nous perdons un peu de pétrole qui passe ensuite par les cellules de flotation, par la tour à dialomite, étape après laquelle il n'existe plus d'eau d'alimentation. Nous procédons de la même façon pour les solides en suspension. Chacun de ces cycles enlève des particules de l'eau avant qu'elle n'atteigne les générateurs.

Nous avons aussi très vite constaté que lorsqu'on contrôle la contre-pression exercée sur la formation productive, le pétrole sort beaucoup plus facilement. Lorsque la contre-pression est appliquée de nouveau à la formation, la production arrête. Dans notre cas, cela s'est produit parce que notre pression de formation était faible. (Diapositive n° 28). Nous avons conçu un système de purge du tubage; au lieu d'envoyer la vapeur instantanée du puits de forage dans l'atmosphère pour réduire la contre-pression, nous avons commencé à recueillir la vapeur et le distillat contenus dans la tête de tubage. Le liquide descend ensuite la conduite principale sous l'action de la gravité pour atteindre le séparateur de vapeur et de liquide et passe ensuite dans les échangeurs de chaleur qui condensent la vapeur. Sur cette diapositive, vous voyez les échangeurs de chaleur dans un champ. (Diapositive n° 29).

Le sénateur Guay: Quel est le diamètre approximatif de la conduite se rendant à l'échangeur de chaleur?

M. Trimble: Si je m'abuse, environ quatre pieds, sénateur.

Lorsque nous avons constaté que la condensation de la purge du tubage, la protection de l'environnement et le contrôle de la purge produisaient tant de chaleur excédentaire, nous avons décidé de faire circuler de l'eau provenant de notre usine d'eau dans les échangeurs de chaleur et ensuite dans nos générateurs de vapeur. Nous avons donc pu chauffer l'eau provenant de notre usine d'eau, ce qui nous a permis d'économiser de l'énergie et du combustible.

Outre le fait d'utiliser la chaleur, nous avons produit environ 1,500 barils par jour de brut léger de 40° API extrait et distillé à la vapeur.

Dans certaines parties du champ, il y a un excès de chaleur que nous ne pouvons pas utiliser de cette façon et nous utilisons dans ce cas des refroidisseurs à air utilisant des ailettes et des ventilateurs. Dans cette partie, (pointant vers le bas) des ventilateurs assurent le refroidissement. (Diapositive n° 30).

La diapositive suivante (31) vous montre nos autres projets en dehors de celui de Kern River, je ne m'y attarderai pas, je voulais simplement vous dire que nous avons toute une gamme de projets. Cette diapositive montre à quelle profondeur se situe le pétrole. Les chiffres entre crochets vous donnent une idée des profondeurs auxquelles on travaille dans ces gisements, où nous utilisons la vapeur par injection ou par stimulation.

Le président: Combien de puits exploités à des fins commerciales y a-t-il dans cette zone?

M. Trimble: Tous ces puits sont des exploitations commerciales, monsieur le président.

[Text]

The Chairman: Do you know the total number of EOR Projects in the United States?

Dr. Trimble: Are you speaking now of thermal projects?

The Chairman: No, EOR Projects generally.

Dr. Trimble: I do not have that figure offhand. I could get it for you.

The Chairman: What about thermal projects?

Dr. Trimble: No, I do not have that number either. The *Oil & Gas Journal* publishes, every two years, page after page of these projects. Not all of them are commercial, particularly when you start talking about firefloods. They are not represented on this slide. This represents some excellent fields. For instance, on this slide is Elk Hills Field, which you may have heard of. This isn't thermal, nor are we in there. Midway is one of the largest fields, if not the largest field in California, and that is all thermal, and a good part of South Belridge is thermal. There is a fireflood in there that we participated in back in the early 1950s along with Mobil, and we got a lot of information from that. At Lost Hills we have a very successful steamflood. Lost Hills is shallow. We have had problems with pressure because of the shallowness. We learned a little bit from that one. We stimulated our producers, and in fact wound up losing one of our pumping units. It just dropped into a hole in the ground and we lost it. So, you have to be careful if you are in a shallow area.

As to the exact number of steamfloods and firefloods, I cannot give you that number off the top of my head. I think it is probably available. In terms of firefloods, you are talking in terms of five or six that I would call successful.

The Chairman: I am trying to establish a comparison with Canada. I do not think we have any commercial EOR projects in Canada, and I am simply trying to find out how far advanced the U.S. is.

Dr. Trimble: We traded some properties with Shell, and they have a successful project at Mount Poso that is expanding. It is a different type of reservoir. But most all of this is thermal. There are some fields that are not shown on here that are successful.

In this particular area, McKittrick, we produce about 9,000, 10,000 barrels a day alone. It has been on steam stimulation. We tried steam displacement in there back in the late 1960s, but could not make it work. We are putting another one in and we will make it work this time. It is a distinctly different formation.

[Traduction]

Le président: Connaissez-vous le nombre total de projets d'extraction assistée aux États-Unis?

M. Trimble: Parlez-vous de projets utilisant des techniques thermiques?

Le président: Pas spécialement, simplement de façon générale les projets de récupération assistée.

M. Trimble: Je n'ai pas ce chiffre sous la main. Je pourrais l'obtenir.

Le président: Et qu'en est-il des projets utilisant des techniques thermiques?

M. Trimble: Je n'ai pas ce chiffre non plus, le magazine *Oil and Gas Journal* publie, tous les deux ans, une liste de ces projets. Ces projets ne sont pas tous exploités à des fins commerciales, notamment en ce qui concerne les techniques de combustion *in situ*. Elles ne sont pas mentionnées sur cette diapositive, qui vous donne une idée toutefois d'un certain nombre de gisements très productifs. Nous avons par exemple celui de Elk Hills, dont vous avez peut-être entendu parler. La technique n'est pas thermique, et nous ne participons pas au projet. Midway est un des champs les plus importants, sinon le plus important de Californie, et tout est thermique, de même qu'une part importante de South Belridge. On y a utilisé les techniques de combustion *in situ* dès le début des années 50, en collaboration avec Mobil, ce qui nous a permis de recueillir une foule de renseignements. A Lost Hills par ailleurs, nous utilisons une technique d'injection de vapeur tout à fait satisfaisante. Lost Hills est peu profond, ce qui a entraîné un certain nombre de problèmes de pression. Là encore nous avons pu améliorer nos connaissances. Nous avons essayé de produire là un maximum, ce qui a finalement conduit à la perte d'une unité de pompage. Elle est simplement tombée dans un puits et nous l'avons perdue. Vous voyez donc qu'il faut faire attention lorsque l'on travaille à petites profondeurs.

Je ne pourrais donc pas vous donner un décompte des puits où l'on utilise l'injection de vapeur et de ceux où l'on utilise la combustion *in situ*, je pense qu'on pourrait toutefois se procurer ces chiffres. En ce qui concerne la combustion, il doit s'agir d'environ cinq ou six cas que je qualifierais de réussite.

Le président: Je voudrais faire une comparaison avec le Canada. Je ne pense pas qu'on y trouve d'exploitation commerciale de la récupération assistée; j'aimerais donc savoir où en sont les États-Unis dans ce domaine.

M. Trimble: Nous avons fait des échanges de «portefeuille» avec Shell, qui exploite en ce moment un gisement en pleine expansion à Mount Poso. Il s'agit d'un type de gisement particulier, avec des techniques thermiques pour la plupart des puits. Certains des gisements producteurs ne se trouvent pas sur cette diapositive.

Dans la région de McKittrick, nous produisons environ 9,000 à 10,000 barils journalièrement. Nous avons utilisé la technique de stimulation par la vapeur. Nous avons essayé le drainage à la vapeur au début des années 60, sans résultat. Nous allons recommencer, cette fois-ci je pense que ça marchera. On a affaire ici à une formation géologique à part.

[Text]

At Midway we have a couple of steamfloods as well as in these other fields, and we have steam stimulation in some of the fields shown on this slide.

The field just to the south of Santa Maria over on the coast is the field I want to talk to you about a little bit. *Slide 32* This is getting out on to the edge of what I call current technology. This field has about 9 degree gravity oil. As you can see, the terrain looks a little different. There are wells in this particular operating environment, and you can see here on the slide a pumping jack *Slide 33*. Up on the hill is a pumping jack and a generator.

The next slide *Slide 34* gives you a close-up shot of it.

What we did was to put in an inverted five-spot steamflood on five acre spacing to see if we could produce this field on steamflood *Slide 35*. The Cat Canyon Field itself produces about 12,000 barrels a day, of which Getty has about 4,000, almost all of which is derived through steam stimulation. The bulk of the production from this field is on steam stimulation. No one has a steamflood in this particular field. For that matter, no one has a steamflood in the world in this particular type of crude.

We have been involved in this one for about two years, and we have learned something from it. It is not as successful as we would like, so we are not going to expand it; but we are going to move up into this area and we are talking about the potential for putting in another pilot on a little tighter spacing, some different operating parameters, and we are still going to try to make it work on a flood. This is getting into what I would call the edge of the technology. Even if we had the oil price, we would still have trouble producing it.

Next *Slide 36* we have some of the completions we have used in Cat Canyon field, some of the things we have learned. I will not go through this unless someone is interested. We have had to vary our completions. All that is shown on this slide is the casing, the line and the gravel pack. To keep the sand from coming into the injector, we used a conventional type completion on it, and when we started it up, we found it didn't work. We had to go back and recomplete using a different type of procedure, and on this slide you can see our present configuration.

We have done a lot of experimenting with different types of gravel packs in trying to prevent the sand from coming in and plugging up the producing well and the injection wells. We learned, too, that you have to pre-stress the casing—and by pre-stressing, all it means is that you take that casing and stretch it and put it in tension, so that when you hit it in the subsurface with heat—and when it is hit with heat that casing wants to expand—and all it does is to take the tension off. Without this pre-stressing, it would, at a depth of 2,500 feet,

[Traduction]

A Midway, nous utilisons également les injections de vapeur, et certains des gisements que mentionne cette diapositive utilisent la stimulation par la vapeur.

Le gisement situé au sud de Santa Maria sur la côte, va faire l'objet de la diapositive suivante (32). Nous nous trouvons là en présence d'une technique en marge des pratiques courantes. Il s'agissait ici d'un pétrole de densité 9, et comme vous pouvez le remarquer vous-mêmes, le relief est un peu particulier. Or, nous avons là des puits en exploitation, vous pouvez même voir sur l'écran une installation de pompage, *diapositive 33*. Au sommet de cette dénivellation vous voyez la station de pompage et le générateur.

Vous avez sur cette diapositive (34) un gros plan de l'installation.

Là nous avons mis en place une technique d'injection de vapeur inversée, à cinq points d'injection, sur un espace de cinq acres, pour voir si l'on pouvait utiliser cette technique à cet endroit *diapositive 35*. Le gisement Cat Canyon lui-même produit environ 12,000 barils par jour, soit 4,000 pour Getty dont l'essentiel est produit par stimulation par la vapeur. Le gros de la production de cette exploitation est obtenu par stimulation cyclique par la vapeur. Ici personne n'utilise l'injection de vapeur, et l'on peut donc dire que personne au monde n'utilise ce procédé dans ce type d'extraction de pétrole brut.

Voilà environ deux ans que nous y travaillons, et je dois dire que nous y avons appris quelque chose. Comme nous n'avons pas obtenu les résultats souhaités, nous n'allons pas étendre l'exploitation; mais nous allons certainement rester dans la région et envisageons déjà de faire un autre essai sur un espace plus restreint, en utilisant certains paramètres techniques différents, mais pourrions quand même recourir à l'injection. Nous nous situons là en marge des technologies courantes. Quel que soit le prix offert pour l'huile, la production continuerait quand même à être délicate.

La prochaine diapositive (36) montre certaines des installations au complet que nous avons utilisées à Cat Canyon, à partir des nos expériences précédentes. Je n'irai pas dans le détail à moins que quelqu'un ne me le demande. Nous avons dû modifier nos installations. Tout ce que vous voyez sur cette diapositive c'est la structure de tubage, les canalisations et l'installation de gravillonnage. Afin d'empêcher le sable de pénétrer dans l'injecteur, nous avons utilisé une installation ici de type conventionnel, qui au départ n'a pas du tout fonctionné. Il a fallu recommencer et reprendre l'installation en utilisant d'autres procédés et vous pouvez voir donc sur cette photo quelle solution nous avons adopté.

Nous avons donc fait plusieurs essais avec des procédés de gravillonnage différents en essayant d'empêcher le sable de rentrer et de boucher le puits de production et les puits d'injection. Nous avons également constaté qu'il fallait utiliser une structure de tubage pré-contraint, c'est-à-dire qu'il faut l'étirer et la soumettre à des tensions afin qu'elle soit capable de résister aux tensions lorsque la chaleur l'atteint par en-dessous, ce qui évidemment la fait dilater. Sans cela, à des profondeurs de 2,500 pieds, elle céderait au moment où la

[Text]

just buckle once you released the heat into it, and then you have a casing failure.

So, you have to be careful. On this slide *Slide 37* is a rig jack. This is used to put about 300,000 pounds over the hook load on the casing to stretch it, and here we have a series of night pictures showing the stretching of the casing. You can first start to see it in this frame, and here you see it start to be stretched a little bit more as the jack comes up *Slide 38*. When you get it to the pre-stress point—and the individual in the slide measures how much he wants to stress it—it is set in the cement. It is a two-stage cement. The cement itself will set and hold the casing in place.

I am about to move into the area of firefloods now, Mr. Chairman. I do not know whether you want me to carry on at this point, or whether you wish to have questions.

The Chairman: Perhaps if any honourable senators have questions, they might put them at this point.

Dr. Trimble: I will be about another hour.

The Chairman: Unfortunately, we do not have that amount of time. Perhaps you could condense it, because we have to adjourn at 6.30.

Dr. Trimble: Very well, Mr. Chairman.

This slide *Slide 39* shows the location of Getty's Bellevue fireflood. This is in Louisiana, just a little bit to the north of Shreveport. Here *Slide 40* we have a pattern expansion slide, showing where we started the pilot in 1964, and with subsequent expansions we now have in excess of 100 patterns, with about another 50 to add on.

Next we have the rock properties *Slide 41*. This slide shows that this field has good porosity, good permeability. These limestone stringers are not a deterrent to vertical flow. Most of them are fractured, so we do not have that much of a problem.

Shown here *Slide 42* is the viscosity temperature curve, showing that we are only talking about 500 centipoises at 80 degrees, contrasting to about the 4,000 level we saw earlier in Kern River. This is lighter oil. It is about 18, 19 degree APT gravity oil.

The next slide *Slide 43* shows the wellbore heater igniting the oil in the formation, and the type of equipment that is required on the surface, including the control trailer. We also put a thermal couple down through this lubricator so we can monitor the temperature, as well as the air flow.

As this fire is ignited, we pull the heater out, continue to inject air, and hopefully the fire will continue to spread in the formation.

This next slide *Slide 44* shows one of the ways in which we can monitor what is happening. If we set the bottom hole temperature at 700 degrees, then once it kicks out beyond 700 degrees, we know we have ignition, and if on a subsequent

[Traduction]

chaleur l'atteindrait, et vous auriez alors une rupture de tubage.

Il faut donc être prudent. La prochaine diapositive (37) vous montre un cric utilisé sur le rigs. Avec ce cric, on soumet la structure tubulaire à une charge de 300,000 livres, pour l'étirer; vous voyez ici un certain nombre de prises de vue faites la nuit qui vous montrent l'étrépage auquel est soumise la tubulure. Vous voyez sur cette image le début de l'opération et ici la tubulure commence à être étréée de plus en plus à mesure que le cric se soulève. *diapositive 38*. Lorsque vous avez obtenu le niveau de précontrainte désiré—l'ingénieur sur l'image est en train de faire la mesure—le tubage est coulé dans le ciment. C'est une opération en deux étapes. Le ciment prendra et la tubulure sera en place.

Je veux maintenant parler des techniques de combustion *in situ*, monsieur le président. Voulez-vous que je continue, ou désirez-vous poser des questions.

Le président: Au cas où les honorables sénateurs ont des questions à poser ils pourraient peut-être le faire maintenant.

M. Trimble: J'en ai encore pour environ une heure.

Le président: Malheureusement nous n'avons pas assez de temps devant nous. Peut-être pouvez-vous résumer, étant donné que nous devons ajourner à 6 h 30.

M. Trimble: Très bien, monsieur le président.

Cette diapositive (39) montre l'installation de Getty's Bellevue qui utilise les techniques de combustion. Cela se trouve en Louisiane, un peu au nord de Shreveport. Ici *diapositive 40* nous avons une prise de vue de l'évolution des installations, montrant où nous avons commencé l'essai en 1964, avec tous les stades suivants, nous nous trouvons en ce moment à plus de 100 modèles, auxquels il faut en ajouter 50 autres.

Ensuite, vous voyez les caractéristiques du réservoir *diapositive 41*. Cette diapositive montre que le gisement offre une bonne perméabilité, une bonne porosité. Ces veines de calcaire n'empêchent pas le flux vertical, la plupart d'entre elles sont d'ailleurs discontinues et fracturées, et n'opposent aucune résistance.

Cette diapositive (42) donne la courbe de viscosité thermique. A 80 degrés, nous n'avons toujours que 500 centipoises, contraste radical avec le chiffre de 4,000 dont nous parlions tout à l'heure à propos de Kern River. Il s'agit ici d'huiles légères dont la densité A.P.I. est de 18 ou 19 degrés.

Sur la diapositive suivante (43), vous voyez le brûleur installé dans le puits mettre le feu au pétrole du gisement, et le type d'équipement utilisé en surface, comprenant le car de contrôle. Nous faisons également descendre un couple thermique grâce à ce lubrifiant, afin de pouvoir contrôler la température aussi bien que le volume d'air.

Le feu allumé, nous ressortons le brûleur, continuons à injecter de l'air en espérant que ce feu se répandra dans le gisement.

La diapositive suivante *diapositive 44* montre un des procédés dont on dispose pour contrôler le déroulement de l'opération. Si nous fixons la température du trou le plus bas à 700 degrés, et si on franchit le cap des 700 degrés, c'est qu'il y a

[Text]

survey we find it has dropped back, we know that the front is moving away from the wellbore.

As the fire gets close to the producers, we find that that is when we start to get maximum production, and we can maintain that maximum production as long as we control that well and do not lose it. *Slide 45* One of the ways that you can tell the fire is getting close is by the coking on the tubing. At that point we run a neutron log. This slide *Slide 46* shows a log both before and after the fire approached the well. That neutron log will differentiate for you the burned sand. We then put sand into the wellbore, put some cement over the sand, some water above that, and squeeze the cement into the formation where the zone is indicated on this log, drill it out, and put the well back on production. *Slide 47*

To utilize some of the heat in the burn area, when it is about halfway through, we start injecting water. This uses up some of the remaining heat in the burned zone, and we wind up steamflooding the remainder of the burn area. At the present time we inject water and the air at about the same time in what we call a wet combustion process.

We have learned a lot through the years on how to run a fireflood, how to operate it, and how to complete it. This slide *Slide 48* shows a couple of completions. The injector is shown, as is the thermal producing well *Slide 49*. Here is a producing well completion. You have hollow rods, which means that the fluid is coming up through that hollow rod, and between that rod and the tubing we circulate water to keep it cool. We have found, too, that you do not want to let emulsions form, and you certainly do not want to let the emulsions cool, because you would never break it. If you have a particular problem well, you put emulsion breaker into the particular well and inject it back into the formation. We also will add special emulsion-breaker before the produced fluid reaches the tank battery.

Next *Slide 50* we have the side of our compressor station. We have about 50 million cubic feet of compressor capabilities for our air injection.

There are performance curves, going back to 1964. This yellow curve is the cumulative oil production in millions of barrels. The particular property we are talking about has produced in excess of 5 million barrels. AOR ratios remain constant, a little bit less than 20.

This slide *Slide 51* shows our pilot pattern. This point is where we start injecting the water. As well here are some other patterns. If you take a look at all of those, you can see how the patterns we are talking about in terms of the recovery of oil in place result in about 60 to 70 per cent recovery.

The Chairman: I wonder if I could stop you at that point and invite questions from honourable senators.

[Traduction]

combustion, mais si à un contrôle suivant nous trouvons que la température a baissé, nous savons alors que le front de combustion s'écarte du puits de forage.

Au fur et à mesure que le feu se rapproche du point de production, le niveau de production atteint son maximum, et nous pouvons maintenir ce maximum de production aussi longtemps que nous contrôlons le puits. *diapositive 45* Une des façons de savoir que le feu se rapproche est de constater la formation de goudron sur le tubage. A ce moment là nous faisons un diagramme neutron. Sur cette diapositive (46), vous voyez le diagramme avant et après que le front de combustion se soit approché du puits. Le diagramme neutron permet de repérer le sable calciné. Alors nous injectons du sable dans le puits de forage, ajoutons du ciment au sable, puis de l'eau, et injectons sous pression le ciment dans la zone indiquée par le diagramme, le faisons ressortir, et remettons le puits en état d'exploitation. *diapositive 47*

Pour utiliser une partie de la chaleur de la zone de combustion, au moment où on en est à mi-chemin, nous injectons de l'eau. Cela permet de récupérer la chaleur résiduelle de la zone qui a subi la combustion, et nous nous trouvons en fin de compte à injecter de la vapeur. A l'heure actuelle, nous injectons de l'eau et de l'air à peu près en même temps, technique auquel nous donnons le nom de combustion mouillée.

Au fil des années nous avons appris à maîtriser cette technique de combustion, et nous savons nous en servir. Cette diapositive (48), vous montre un certain nombre d'installations finales. Vous voyez un injecteur, et le puits de production utilisant les techniques thermiques *diapositive 49*. Vous voyez ici une installation d'un puits en exploitation. Vous voyez cette tige creuse, par où arrive le mélange liquide; entre cette tige et le tubage nous faisons circuler de l'eau pour assurer le refroidissement. Il ne faut pas non plus, comme nous l'avons constaté, que des émulsions se développent, car si elles se refroidissaient, il deviendrait impossible de les dissocier. Si vous avez un puits qui pose des problèmes dans ce sens, vous utilisez un anti-émulsif, que vous réinjectez dans le gisement. Nous ajoutons également un anti-émulsif spécial avant que le mélange produit n'atteigne les réservoirs.

Cette diapositive (50) montre la station de compression. Nous avons une puissance de compression d'environ 50 millions de pieds cubiques pour injecter l'air.

Nous avons des courbes de production qui remontent à 1964. Cette courbe, en jaune, est la production cumulée en millions de barils. L'exploitation dont nous parlons a produit plus de 5 millions de barils. Le pourcentage récupéré grâce aux techniques de récupération assistée reste à un peu moins de 20 p. 100 de façon constante.

Cette diapositive (51) montre notre modèle expérimental. Voilà où nous injectons l'eau. Il y a également d'autres projets pilotes. Si vous examinez tous ces projets, vous comprendrez comment nous pouvons arriver à récupérer entre 60 et 70 p. 100 du pétrole initialement en place.

Le président: Je me demande si je pourrais vous arrêter et inviter les sénateurs à vous poser des questions.

[Text]

Dr. Trimble: Certainly, Mr. Chairman.

The Chairman: Senator Nurgitz.

Senator Nurgitz: Is there anywhere that that heat has to escape to? You are injecting a phenomenal amount of heat, it seems to me.

Dr. Trimble: On a fireflood all we are doing is injecting air to keep the fire burning. The oil in the formation is actually burning. As the fire continues to burn, it eventually sweeps out the whole area. As soon as we want to put the fire out, we simply shut the air off. Without oxygen, the fire quits. What we do at that point, with all of that heat down there, is to inject water, thereby utilizing that heat in the form of a steamflood so as to recover oil in the rest of the pattern. Once we get about a 50 per cent burn on a pattern, we shut the air off—or we did. We do not do that any more. This is the procedure that we got into when we started injecting water. A hot well has all kinds of corrosion problems.

The Chairman: Dr. Trimble, I wonder if you could outline, briefly, what experience or technology on enhanced oil recovery Getty Oil Company could be expected to apply in Canada.

I understand that this is a very regional operation; that much of the technology you use in California would be useless in Alberta or northern Saskatchewan. How much of that experience and technology could you utilize in the Canadian context?

Dr. Trimble: We intend to apply everything that we have learned to some of the reservoirs here. We are talking about the Lloydminster area, primarily—and this is what Mr. Dundas will be talking to you about.

The oil in the Lloydminster area is quite similar to what we have in the Kern River Field in the San Joaquin Valley, the main difference being that the Lloydminster resource is deeper and, for the most part, thinner in pay, and those two factors result in poorer economics. Once you get into thinner pay zones you get into heat losses in using the steam processes, and it makes it more difficult. Steam is not quite as effective in those circumstances. But we will try to use the steam. We think that it has some fireflood potential as well. We think we can take some of the technology from Bellevue and apply it directly, both by training people in Canada and also by rotating them down to see our operations in Louisiana and California.

So, we expect to transfer all of this technology to Canada. In fact, the Venezuelans have asked us to start thinking in terms of transferring some of this technology to them. I think some of their technology, as we apply it, can be used in Canada. So, we will be a catalyst. What we learned down there we can apply up here.

[Traduction]

M. Trimble: Bien sûr, monsieur le président.

Le président: Sénateur Nurgitz.

Le sénateur Nurgitz: La chaleur peut-elle s'échapper? Il me semble que vous injectez des quantités énormes de chaleur.

M. Trimble: Dans les cas de combustion *in situ*, nous n'avons qu'à injecter de l'air pour entretenir la flamme. Le pétrole du gisement brûle réellement. L'incendie finit pas se propager à tout le gisement. Dès que nous voulons éteindre cet incendie, nous coupons l'apport d'air. Sans oxygène, le feu s'éteint. La température étant tellement élevée dans le réservoir, nous n'avons qu'à injecter de l'eau qui se transforme en vapeur, ce qui nous permet de récupérer le pétrole qui reste dans le gisement. Lorsque nous avons une combustion de 50 p. 100 dans un réservoir, nous coupons l'air, ou du moins c'est ce que nous faisons. Nous ne le faisons plus. C'est la méthode que nous avons adoptée lorsque nous avons commencé à injecter de l'eau. Un puits à haute température présente toute sorte de problèmes de corrosion.

Le président: Monsieur Trimble, je me demande si vous pourriez nous décrire brièvement les expériences ou la technologie en matière de récupération assistée que la société Getty pourrait utiliser au Canada.

Je sais qu'il s'agit d'une exploitation très régionale et que la majorité des techniques que vous utilisez en Californie seraient inutiles en Alberta et dans le nord de la Saskatchewan. Quelle partie de cette expérience et de la technologie pourriez-vous appliquer au Canada?

M. Trimble: Nous avons l'intention d'appliquer tout ce que nous savons pour certains gisements au Canada. Nous songeons principalement à la région de Lloydminster, et c'est précisément ce dont M. Dundas vous parlera.

Le pétrole de la région de Lloydminster est assez semblable à celui du gisement de Kern River et de la vallée de San Joaquin, la principale différence étant que le gisement de Lloydminster est situé plus profondément et qu'il sera moins productif. La combinaison de ces deux facteurs entraîne une baisse de rentabilité. Dans les zones moins productives, vous subissez des pertes de chaleur si vous utilisez la méthode par injection de vapeur et cela complique la récupération. Dans ces cas, la méthode d'injection de vapeur n'est pas aussi rentable que dans les autres. Mais nous essayerons quand même d'utiliser cette méthode. Nous croyons que le gisement de Lloydminster pourrait également être exploité par la méthode de combustion *in situ*. Nous croyons pouvoir appliquer directement certaines méthodes de Bellevue, en formant des Canadiens et en les amenant faire des stages en Louisiane et en Californie.

Ainsi, nous prévoyons transférer toute cette technologie au Canada. De fait, les Vénézuéliens nous ont demandé s'il nous serait possible de transférer une partie de notre technologie au Venezuela. Je crois que certaines de leurs méthodes, comme nous les appliquons, pourraient être utilisées au Canada. Nous serons ainsi une sorte d'agent catalyseur et nous pourrions appliquer au Canada ce que nous avons appris au Venezuela.

[Text]

In south Texas there are some heavy oil deposits—deposits that make some of this look very good. I am talking about from zero to minus three gravity. We are starting to take a look at these deposits.

We think we can extract the Lloydminster resource with our current technology, as we have done in the San Joaquin Valley over the past 20 years *Slide 52*. The Lloydminster resource is quite similar to Kern River. Imperial has been successful in steam stimulation in Cold Lake and we have been successful in steam stimulating in Cat Canyon which is similar to Cold Lake. We are still trying to prove the steam displacement process in Cat Canyon. That has not been proved here either.

This area (Peace River) is a little different and is not that far away from Athabaska where there has been some successful mining operations. We are talking about doing some mining in the McKittrick field in the western San Joaquin Valley, but we can talk about that a little later. This would be mining of diatomite.

This slide shows one way we can relate to the technology that we know and the industry knows, to the fields in Canada—this viscosity-temperature curve. *Slide 53* This slide shows the Bellevue area and the Lloydminster area. The Lloydminster area is bracketed by the Bellevue and Kern River temperature-viscosity curves where we have been operating the past 20 years. Then we move up into the Peace River and Cold Lake area where we have petroleum that is as viscous as we have in Cat Canyon, and we are becoming familiar with that. We do not have anything up here as viscous as that in the Athabaska area, except in south Texas which must fall in this upper range some place. I do not know how we are going to get that out.

The Chairman: Thank you very much, Dr. Trimble.

I will ask Mr. Dundas to take up the remaining few minutes with a brief outline of the situation with Canadian Reserve Oil and Gas Ltd.

Mr. Dundas: I will just briefly review the background of Canadian Reserve Oil and Gas Ltd., Mr. Chairman.

Canadian Reserve Oil and Gas is an Alberta-incorporated company, with its head office in Calgary. We have some 85 people in the office, and a full complement of professional staff. In our Operating Department we employ some nine or ten engineers—drilling engineers, production engineers, reservoir engineers and so on, and in exploration we have a complement of some 12 to 15 people. Our main operation is in the Lloydminster area, which directly applies to the thermal recovery that we have been discussing. We operate some 5,000 barrels of oil per day involving some 350 wells, starting essentially at Lloydminster, just south of the town of Lloydminster, all the way down to the Interprovincial pipeline at Kerrobert. We also own half of the Manito pipeline, which is operated by Murphy.

[Traduction]

Il y a, dans le sud du Texas, des gisements de pétrole très lourd qui donnent très bonne figure à tout cela. Je parle ici d'une densité variant entre zéro et moins trois. Nous commençons l'étude de ces gisements.

Nous croyons être en mesure, avec notre technologie actuelle, d'extraire le pétrole de la région de Lloydminster, comme nous le faisons dans la vallée de San Joaquin depuis 20 ans *diapositive 52*. Le gisement de Lloydminster est assez semblable à celui de Kern River. La société Imperial a obtenu de bons résultats avec la méthode de stimulation à la vapeur à Cold Lake et nous avons eu des résultats semblables à Cat Canyon où la situation est similaire à celle de Cold Lake. La mise à l'essai de la méthode de drainage à la vapeur n'est pas encore terminée à Cat Canyon. Cette méthode n'a pas encore fait ses preuves ici non plus.

La région de Peace River est un peu différente et n'est pas située tellement loin de l'Athabaska où il y a eu certaines exploitations fructueuses. Nous songeons à faire de l'exploration minière dans la région de McKittrick à l'ouest de la vallée de San Joaquin, mais nous en parlerons un peu plus tard. Ce serait l'exploitation de diatomite.

Cette diapositive montre une façon qui nous permettrait de faire correspondre la technologie connue aux gisements du Canada. Cette courbe de viscosité-température *diapositive 53* montre les résultats pour les régions de Bellevue et de Lloydminster. La courbe de la région de Lloydminster est située entre les courbes de viscosité-température de Bellevue et de Kern River, régions que nous exploitons depuis 20 ans. Nous passons ensuite aux régions de Peace River et de Cold Lake, où le pétrole est tout aussi visqueux que dans la région de Cat Canyon où nous faisons des expériences. Nous n'avons rien ici d'aussi visqueux que dans la région de l'Athabaska, sauf dans le sud du Texas dont la courbe serait dans la portion supérieure du tableau. Je ne sais pas comment nous allons extraire le pétrole de ces gisements.

Le président: Merci beaucoup, monsieur Trimble.

Je demanderai à monsieur Dundas de prendre les quelques minutes qui nous restent pour vous décrire brièvement la Canadian Reserve Oil and Gas Ltd.

M. Dundas: Je vais esquisser l'historique de la société.

La Canadian Reserve Oil and Gas est une société commerciale constituée en Alberta et ayant son siège social à Calgary. Quelque 85 personnes travaillent au siège social et nous avons un service professionnel complet. Dans le service de l'exploitation, nous comptons 9 ou 10 ingénieurs spécialistes du forage, de la production, des réservoirs, etc. et, dans le service de l'exploration, nous comptons de 12 à 15 employés. Notre principal champ d'activités est la région de Lloydminster, qui utilise justement les méthodes de récupération dont nous avons parlé. Nous récupérons quelque 5,000 barils de pétrole par jour de quelque 350 puits situés entre le sud de la ville de Lloydminster et le pipe-line Interprovincial à Kerrobert. La moitié du pipe-line Manito, qui est exploité par la société Murphy, nous appartient.

[Text]

Essentially, the heavy oil in this area is 12 degrees API gravity, the same as the crude that Dr. Trimble was talking about. It is low primary recovery—5 per cent as opposed to 12 or 15 per cent with normal, conventional oil reservoirs, and we are looking at a recovery rate going up to about 40 per cent or higher.

Senator Yuzyk: What is the depth there?

Mr. Dundas: The depth is about 2,000, 2,500 feet. It occurs in shallow unconsolidated sands. The unconsolidated sands will double the operating cost of any other conventional well, averaging approximately \$1,200 per well per month or higher for primary operations. Heavy oil reservoirs are characteristic of low producing rates—20 to 30 barrels per day, as opposed to the rest of Alberta pools where the production rate is approximately 40, 50 or 100 barrels per day, or higher.

The next slide shows some of the lands Canadian Reserve has an interest in, comprising some 200,000 net acres to the company out of a total of some 500,000 acres. These are the various pools that the company thinks are susceptible to thermal recovery operations. Some of the recovery projects are already in existence—Aberfeldy, operated by Husky; North West Epping caustic flood, which is a chemical flood operated by ourselves two proposed ones where Canadian Reserve operates; the Eyehill combustion project, which is owned one-third by Murphy, who is the operator, ourselves, and City Service. The federal and provincial governments supplied around \$4 million out of a total of \$13.5 million capital required to put this pilot on. It involved about a year and a half of time from initiation of the project to ignition, which will be in about one month. Canadian Reserve also is a participant in a thermal combustion pilot operated now by Norcen, which will be expanded in the near future.

Of all of the heavy oil lands that Canadian Reserve owns, there are some 20 net floodable sections that the company thinks has potential. If everything was successful, the company could recover a minimum of 25 per cent of the oil-in-place from these areas. This next slide shows the various thermal reserves per section. You can see the various processes of enhanced recovery used—steam, which Dr. Trimble has talked about; fireflooding, a combination, combustion fireflood again, with thicknesses varying from 30 feet, 17 feet, 16 feet, and down.

This total would add up to some 160 million barrels net to the company potential reserves (on the basis of a minimum of 25 per cent recovery). We are currently participating in the Epping caustic pilot, the Eyehill combustion pilot and the Bodo combustion pilot. The Bodo combustion pilot involves an internal injection, with four producers around it initially. It was expanded in about 1975 by drilling four more wells to try to speed up the process. Total capital to date is \$1.5 million,

[Traduction]

Essentiellement, le pétrole lourd de cette région est d'une densité de 12 degrés A.P.I., soit la même densité que le brut auquel faisait allusion M. Trimble. Le taux de récupération primaire est bas, 5 p. cent par rapport aux 12 p. 100 à 15 p. 100 des réservoirs de pétrole conventionnel et nous essayons de faire passer ce taux de récupération à un minimum de 40 p. 100.

Le sénateur Yuzyk: Quelle est la profondeur du gisement?

M. Dundas: Le gisement est situé à environ 2,000 ou 2,500 pieds. Le pétrole est situé dans un banc de sable non durci. Ces sables non durcis doubleraient le coût d'exploitation de toute autre puits conventionnel et entraînent des dépenses d'environ \$1,200, au minimum, par puits par mois pour une production primaire. Les gisements de pétrole lourd sont caractérisés par de faibles taux de production, soit de 20 à 30 barils par jour, alors que dans les autres gisements albertains, le taux de production varie entre 40, 50 ou même plus de 100 barils par jour.

La prochaine diapositive montre certains des terrains dans lesquels la Canadian Reserve a un intérêt, ce qui représente environ 200,000 acres nets sur un total de quelque 500,000 acres. Ce sont là les différents gisements qui, de l'avis de la société, peuvent être exploités par des méthodes thermiques de récupération. La récupération est déjà commencée dans certains projets: Aberfeldy, exploité par la société Husky; North West Epping que nous exploitons par injection de soude caustique; deux projets de récupération envisagés dans la zone déjà exploitée par la Canadian Reserve; le projet de combustion de Eyehill, appartenant, en parties égales, à Murphy, l'exploitant, à nous et à la City Service. Les gouvernements fédéral et provincial ont fourni près de \$4 millions des \$13,5 millions nécessaires pour mettre en marche ce projet-pilote. Le délai entre le début du projet jusqu'à l'allumage du puits est d'un an et demi et la combustion devrait commencer dans environ un mois. La Canadian Reserve participe également à un projet-pilote de combustion exploité à l'heure actuelle par Norcen; ce projet prendra de l'expansion sous peu.

De tous les gisements de pétrole lourd qui appartiennent à la Canadian Reserve, la société croit qu'il en existe une vingtaine qui sont susceptibles d'être injectés. Si tout se déroulait bien, la société pourrait récupérer au moins 25 p. 100 du pétrole en place dans ces régions. La diapositive suivante nous montre les différentes réserves thermiques par section. Vous pouvez voir les différentes méthodes de récupération assistée qui sont utilisées: méthode par injection de vapeur, dont a parlé M. Trimble, la combustion *in-situ*, une combinaison de méthodes, encore une fois, la combustion *in-situ*, l'épaisseur des couches varie entre 30 pieds, 17 pieds, 16 pieds et moins.

Ce total ajouterait quelques 160 millions de barils nets aux réserves probables de la société (en se donnant un taux minimal de récupération de 25 p. 100). Nous participons à l'heure actuelle au projet-pilote d'injection de soude caustique de Epping, aux projets pilotes de combustion de Eyehill et de Bodo. Le projet-pilote de combustion de Bodo fait appel à la méthode par injection interne avec, au départ, quatre puits productifs. Le projet a été élargi en 1975 par l'ajonction de

[Text]

and the proposed expansion for 1981-82 is another \$8.2 million, bringing the total to close to \$10 million.

The oil-in-place within this proposed pilot is 8.3 million barrels, and it is estimated that recoveries could increase to 3.5 million barrels, or some 40 per cent of the oil-in-place as opposed to a primary recovery of about 1.5 million barrels in this area. It is very low.

The second one is the thermal recovery process that I talked about involving Murphy, ourselves and City Service. This, again, is dry thermal combustion. The total capital is \$13.5 million, and we are assuming we can recover from about 35 to 40 per cent of the oil-in-place again, some 6.5 million barrels. The operating cost for this is some \$2.5 million a year, \$800,000 to Canadian Reserve.

Another minor pilot is a chemical pilot that Canadian Reserve started about a year ago where we injected a caustic solution into the water, hopefully to improve recovery in this area. If you inject only water, which is called waterflooding, or secondary recovery, it may increase the recovery from the 5 per cent primary level to 10 per cent, and we are hopeful that we can take it from 5 per cent to 25 per cent through this method. Again, we are going to expand it, for a total expenditure of \$1.6 million, and a recovery of about 800,000 barrels in this small area here, or 25 per cent of the oil-in-place.

Two proposed pilots up in the northern area where we operate in Lloydminster, are characterized by fairly thin sands, 20 to 30 feet in thickness. We are not sure whether we should use a fireflood recovery method or the steam injection; the company is going to try a steam pilot in one of the old pools, Lone Rock, for a total capital expenditure of \$5.7 million, with a recovery in the order of from 5 to 35 per cent of the original oil-in-place.

About two or three miles to the west of the old Lone Rock pool, the company has an oil pool called Epping. It has been subjected to waterflood operations since 1971 and has been declining for some time. The primary recovery in this area would be 5 per cent. Waterflood operations will yield us another 5 per cent, for a total of 10 per cent, and we are going to try a combustion fireflood in this area, hopefully to increase it to in the order of 35 per cent.

Incidentally, we are the operator in this project, and Murphy and Husky are partners.

Just to give you an estimate of the capital required net to our company, to put the 20 sections on a commercial basis requires some \$27 million in pilots, spread out over the years 1981 to 1985, and an additional \$618 million in capital required to ultimately put them on commercial operations.

[Traduction]

quatre autres puits en vue d'accélérer le processus. Jusqu'à maintenant, \$1,5 millions ont été investis et on prévoit, pour l'année 1981-1982, y investir encore \$8.2 millions, ce qui fera monter le coût total du projet-pilote à près de \$10 millions.

On estime qu'il y a dans ce projet 8,3 millions de barils de pétrole en place et on prévoit pouvoir porter la récupération jusqu'à 3,5 millions de barils, soit environ 40 p. 100 du pétrole en place, alors que les méthodes de production primaire ne permettraient d'extraire que 1,5 millions de barils, ce qui est très peu.

Le second projet fait appel aux méthodes de récupération thermiques dont j'ai parlé et auquel participent les sociétés Murphy, City Service et nous-mêmes. Encore une fois, il s'agit d'une combustion thermique à sec. L'investissement total est de \$13,5 millions et nous supposons pouvoir récupérer entre 35 et 40 p. 100 du pétrole en place, soit 6,5 millions de barils. Les coûts d'exploitation de ce projet sont d'environ \$2,5 millions par année ce qui représente \$800,000 pour la Canadian Reserve.

Un autre projet-pilote, celui-là de moindre importance, est le projet par injection de soude caustique que la société Canadian Reserve a mis en marche il y a environ un an. A ce moment-là, nous avions ajouté de la soude caustique à l'eau en espérant améliorer le taux de récupération dans cette région. Si vous n'injectez que de l'eau, procédé de production secondaire, vous pouvez faire passer votre taux de récupération de 5 à 10 p. 100; nous espérons grâce aux méthodes par injection d'eau améliorées que le taux passera de son niveau actuel, 5 p. 100 à 25 p. 100. Encore une fois, nous continuerons d'investir dans ce projet jusqu'à concurrence de \$1,6 millions et nous essayons de récupérer quelques 800,000 barils de cette petite région, soit 25 p. 100 du pétrole en place.

Les deux projets pilotes envisagés dans la région nord de Lloydminster sont caractérisés par des bancs de sable assez fin de vingt à trente pieds d'épaisseur. Nous ne savons pas encore si nous devrions utiliser la méthode de récupération par combustion *in situ* ou par injection de vapeur; la société mettra à l'essai un projet à la vapeur dans un vieux gisement, celui de Lone Rock, et investira \$5,7 millions pour récupérer entre 30 et 35 p. 100 du pétrole initialement en place.

A deux ou trois milles à l'ouest du gisement de Lone Rock, la société a un autre gisement pétrolier appelé Epping. On y applique depuis 1971 les méthodes d'injection d'eau, mais le rendement décline depuis quelque temps. La production primaire dans cette région serait donc de 5 p. 100. Les méthodes par injection d'eau nous permettront de récupérer 5 p. 100 de plus, ce qui nous donnera 10 p. 100 du gisement et nous essayerons d'utiliser les méthodes de combustion *in situ* pour porter le rendement à 35 p. 100.

Soit dit en passant, nous exploitons ce projet et les sociétés Murphy et Husky sont nos associées.

Juste pour vous donner une idée des investissements nécessaires, nous aurons besoin de \$27 millions pour rentabiliser nos 20 sections pilotes. Ces investissements seront répartis de 1981 à 1985 et nous devrons investir encore \$618 millions pour les exploiter sur une base commerciale.

[Text]

The Company feels that there is at least five years of piloting required before there is any chance of achieving commercial production. We are testing various types of zones throughout the area and we are testing shallow sands with various types of zones. Current production of Canadian Reserve is in the order of 3,000, 4,000 barrels, but declining. All of this is very costly and very time-consuming. The reason the company is investigating thermal recovery operations is to get the production of Canadian Reserve theoretically up to 60,000 barrels per day.

This is about it in capsule form, Mr. Chairman. Thank you.

The Chairman: Thank you, gentlemen.

It has been a very interesting and informative session, and on behalf of the committee I want to thank you both for your attendance. I appreciate your offer for further assistance. I can assure you that we will probably be calling upon you again as we proceed with our examination.

The committee adjourned.

[Traduction]

La société considère que les projets-pilotes devront être poursuivis pendant encore cinq ans avant qu'il soit possible d'accéder à une exploitation commerciale. Nous sommes à mettre à l'essai différents types de zones dans la région et nous testons des bancs de sable peu profonds avec différents types de zones. A l'heure actuelle, la société Canadian Reserve produit 3,000 ou 4,000 barils par jour, mais la production baisse. Tous ces projets sont coûteux et à la longue échéance. La société étudie les méthodes de récupération thermique pour faire monter sa production théorique à 60,000 barils par jour.

Voilà, monsieur le président, mon aperçu de la Canadian Reserve, Oil and Gas Ltd. Je vous remercie.

Le président: Merci, messieurs.

Cette séance a été très intéressante et très éducative. Au nom des membres du Comité, je veux vous remercier. Je prends bonne note de votre volonté à comparaître à nouveau. Nous aurons probablement recours à vos lumières pendant nos délibérations ultérieures.

La séance est levée.



If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Printing Office,
Supply and Services Canada,
45 Sacré-Coeur Boulevard,
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7

En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:
Imprimerie du gouvernement canadien,
Approvisionnement et Services Canada,
45, boulevard Sacré-Coeur,
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7

WITNESSES—TÉMOINS

Mr. Alfred Trimble, Manager of Engineering (Natural Resources), Getty Oil Company, Los Angeles, U.S.A.

M. Alfred Trimble, chef de la division de l'ingénierie (Ressources naturelles), Getty Oil Company, Los Angeles, État-Unis.

Mr. Joe R. Dundas, President, Canadian Reserve Oil & Gas Ltd., Calgary, Alberta,

M. Joe R. Dundas, président, Canadian Reserve Oil & Gas Ltd., Calgary (Alberta).



First Session
Thirty-second Parliament, 1980

Première session de la
trente-deuxième législature, 1980

SENATE OF CANADA

SÉNAT DU CANADA

*Proceedings of the Special
Committee of the Senate on the*

*Délibérations du comité
spécial du Sénat sur le*

Northern Pipeline

Pipe-line du Nord

Chairman:
The Honourable EARL A. HASTINGS

Président:
L'honorable EARL A. HASTINGS

Thursday, November 6, 1980

Le jeudi 6 novembre 1980

Issue No. 3

Fascicule n° 3

DEPOSITORY LIBRARY MATERIAL

WITNESSES:
(See back cover)

TÉMOINS:
(Voir à l'endos)

SPECIAL COMMITTEE OF THE SENATE
ON THE NORTHERN PIPELINE

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*
The Honourable Paul Lucier, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

| | |
|----------|------------|
| Adams | Lucier |
| Austin | Molgat |
| Balfour | Nurgitz |
| Bielish | *Perrault |
| Cottreau | Riley |
| Doody | Rowe |
| Frith | Sherwood |
| Guay | Tremblay |
| Hastings | Williams |
| Hays | Yuzyk—(21) |
| Langlois | |

* *Ex Officio Member*

(Quorum 5)

COMITÉ SPÉCIAL DU SÉNAT SUR
LE PIPE-LINE DU NORD

Président: L'honorable Earl A. Hastings
Vice-président: L'honorable Paul Lucier

Les honorables sénateurs:

| | |
|----------|------------|
| Adams | Lucier |
| Austin | Molgat |
| Balfour | Nurgitz |
| Bielish | *Perrault |
| Cottreau | Riley |
| Doody | Rowe |
| Frith | Sherwood |
| Guay | Tremblay |
| Hastings | Williams |
| Hays | Yuzyk—(21) |
| Langlois | |

* *Membre d'office*

(Quorum 5)

ORDER OF REFERENCE

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate, Thursday, July 10, 1980:

"The honourable Senator Frith moved, seconded by the Honourable Senator Petten:

That a special committee of the Senate be appointed

(1) to inquire into any matter relating to the planning and construction of the pipeline for the transmission of natural gas from Alaska and Northern Canada described in *An Act to establish the Northern Pipeline Agency, to facilitate the planning and construction of a pipeline for the transmission of natural gas from Alaska and Northern Canada and to give effect to an Agreement between Canada and the United States of America on principles applicable to such a pipeline and to amend certain Acts in relation thereto*, Chapter 20, Statutes of Canada 1977-78,

(2) to consider, in particular, all reports, orders, agreements, regulations, directions, recommendations and approvals referred to in the said Act, and

(3) to report to the Senate thereon at least once in each session of Parliament during the period of the planning and construction of the pipeline;

That the papers and evidence received and taken on the subject in the three preceding sessions be referred to the Committee;

That the Committee be authorized to examine and report upon the enhanced recovery technology of petroleum and natural gas and matters related thereto;

That, if there is a motion to that effect, bills, messages, petitions, inquiries, papers and other matters relating to petroleum and natural gas generally, including

- (i) petroleum and natural gas transmission,
- (ii) petroleum and natural gas administration, and
- (iii) the exploration, production and conservation of petroleum and natural gas,

shall be referred to the Committee; and

That the Committee have power to send for persons, papers and records, to examine witnesses, to print such papers and evidence from day to day as may be ordered by the Committee and to adjourn from place to place in Canada.

After debate, and—

The question being put on the motion, it was—
Resolved in the affirmative."

ORDRE DE RENVOI

Extrait des Procès-verbaux du Sénat, le jeudi 10 juillet 1980:

«L'honorable sénateur Frith propose, appuyé par l'honorable sénateur Petten,

Qu'un comité spécial du Sénat soit constitué

1) pour enquêter sur toute question relative à la planification et à la construction d'un pipe-line servant au transport du gaz naturel de l'Alaska et du Nord canadien, décrit dans la *Loi créant l'Administration du pipe-line du Nord* visant à faciliter la planification et la construction d'un pipe-line servant au transport du gaz naturel de l'Alaska et du Nord canadien, donnant effet à l'Accord entre le Canada et les États-Unis d'Amérique sur les principes applicables à ce pipe-line et modifiant certaines lois en conséquence, chapitre 20, Statuts du Canada, 1977-78;

2) pour étudier, en particulier, tous les rapports, décrets, accords, règlements, instructions, recommandations et autorisations se rapportant à ladite loi; et

3) pour en faire rapport au Sénat au moins une fois pendant chaque session au cours de la période de planification de construction du pipe-line;

Que les témoignages entendus et les documents recueillis à ce sujet au cours des trois sessions précédentes soient déférés au comité;

Que le comité soit autorisé à étudier les techniques améliorées de récupération du pétrole et du gaz naturel et les sujets connexes et à faire rapport à ce sujet;

Que lui soient déférés, s'il y a une motion à cette effet, les projets de loi, messages, pétitions, demandes de renseignements, documents et autres questions concernant le pétrole et le gaz naturel en général, notamment

- i) la transmission du pétrole et du gaz naturel;
- ii) l'administration du pétrole et du gaz naturel; et
- iii) l'exploration, la production et la conservation du pétrole et du gaz naturel; et

Que le comité soit autorisé à convoquer des personnes, à exiger la production de documents et de dossiers, à interroger des témoins et à faire imprimer au jour le jour les documents et les témoignages que le comité pourra requérir, et à se réunir à divers endroits au Canada.

Après débat,

La motion, mise aux voix, est adoptée.»

Le greffier du Sénat

Robert Fortier

Clerk of the Senate

MINUTES OF PROCEEDINGS

WEDNESDAY, NOVEMBER 6, 1980

(5)

The Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline met this day at 10:30 a.m., the Chairman, the Honourable Earl A. Hastings presiding.

Present: The Honourable Senators Adams, Bielish, Côté, Hastings, Riley and Yuzyk. (6)

Present but not of the Committee: The Honourable Senators Smith and van Roggen. (2)

In attendance: Daniel Amireault, Administrative Assistant to the Committee. *From the Research Branch, Library of Parliament:* Sonya Dakers.

Witnesses:

From NOVA, an Alberta Corporation:

Mr. S. R. Blair, Chairman and Chief Executive Officer;

Mr. William Deyell, Executive Vice-President, Foothills Pipe Lines;

Mr. Bruce Simpson, Vice-President, Finance, Foothills Pipe Lines.

The Committee, in compliance with its Order of Reference dated July 10, 1980, proceeded to consider a Progress Report on the Alaska Highway Pipeline Project.

Mr. Blair made an opening statement.

The witnesses answered questions.

The Honourable Senator Riley moved:—

That the Committee be authorized to seek authority of the Senate to examine and report upon the extension of natural gas to markets in the Maritimes.

The Motion carried.

At 12:25 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

ATTEST:

Le greffier du Comité

Aline Pritchard

Clerk of the Committee

PROCÈS-VERBAL

LE MERCREDI 6 NOVEMBRE 1980

(5)

Le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord se réunit aujourd'hui à 10 h 30, sous la présidence de l'honorable Earl A. Hastings (président).

Présents: Les honorables sénateurs Adams, Bielish, Côté, Hastings, Riley et Yuzyk. (6)

Présents, mais ne faisant pas partie du Comité: Les honorables sénateurs Smith et van Roggen. (2)

Aussi présents: Daniel Amireault, adjoint administratif auprès du Comité. *Du Service de recherche de la Bibliothèque du Parlement:* Sonya Dakers.

Témoins:

De NOVA, société de l'Alberta:

M. S. R. Blair, président du conseil d'administration et administrateur en chef;

M. William Deyell, vice-président exécutif, Foothills Pipe Lines;

M. Bruce Simpson, vice-président, division des finances, Foothills Pipe Lines.

Le Comité, conformément à son ordre de renvoi du 10 juillet 1980, étudie un rapport sur l'état des travaux du projet de pipe-line de l'autoroute de l'Alaska.

M. Blair fait une déclaration préliminaire.

Les témoins répondent aux questions.

L'honorable sénateur Riley propose:—

Que le Comité soit autorisé à demander l'autorisation du Sénat pour étudier la question de l'acheminement du gaz naturel vers les marchés des Maritimes et de faire rapport à ce sujet.

La motion est adoptée.

A 12 h 25, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

ATTESTÉ:

EVIDENCE

Ottawa, Thursday, November 6, 1980

[Text]

The Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline met this day at 10.30 a.m. to receive a progress report on the Alaska Highway Pipeline Project.

Senator Earl A. Hastings (Chairman) in the Chair.

The Chairman: Honourable senators, our meeting this morning is for the purpose of hearing a progress report on the northern pipeline, to be given by Mr. Blair. We might also take advantage of his presence here today to discuss the Q & M Pipeline, its progress or lack of progress, and future planning with respect to the Q & M Pipeline. Mr. Blair is here as President and Chief Executive Officer of NOVA, an Alberta Corporation, for the whole of Canada. He has some officials with him from NOVA whom, I am sure, he will introduce to us.

We are pleased to have you with us, Mr. Blair, and we are even more pleased that the pipeline is under construction and that the pipe is now in the ground. We look forward to hearing your progress report.

Mr. S. R. Blair, Chairman and Chief Executive Officer of NOVA, an Alberta Corporation: Thank you, Mr. Chairman, for this opportunity. We also are feeling much better these days that construction has started at the Alaska natural gas pipeline.

May we first pay our respects to you, sir, as chairman of this committee, and may I introduce the panel of witnesses who are attending this meeting. We have Mr. William Deyell, who is seated on my right and who is Executive Vice-President of Foothills Pipe Lines. Mr. Murray Stewart is seated at the other end of the table, opposite Mr. Deyell. He is also Executive Vice-President of Foothills. To his right is Mr. Bruce Simpson, Vice-President, Finance, of Foothills. Behind Mr. Stewart is Mr. Brian McGavin, Executive Assistant to the Chief Executive Officer of Westcoast Transmission, forwarding a representation of that company as a full partner of NOVA in the Foothills Pipe Lines ownership.

There are some other officers and management of our companies in the room. Particularly I might reintroduce someone whom the senators may know, Mrs. Joan Dennis, Assistant Secretary of NOVA. We also have Miss Lise Groleau, the Assistant to the Manager of the Ottawa office of Foothills, NOVA, and associated companies in Ottawa.

The representatives of Foothills last appeared before your committee on December 6. Much has happened since then, but I would not suggest taking up your time with our offering a long review of the more recent events, since Senator Olson, the previous chairman of this committee, and now the minister responsible for the Northern Pipeline Agency, has already accomplished such a review to this committee on October 21.

TÉMOIGNAGES

Ottawa, le jeudi 6 novembre 1980

[Traduction]

Le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord se réunit aujourd'hui à 10 h 30 pour recevoir un rapport sur l'état des travaux du projet de pipe-line de la route de l'Alaska.

Le sénateur Earl A. Hastings (président) occupe le fauteuil.

Le président: Honorables sénateurs, M. Blair dépose ce matin un rapport sur l'état des travaux du pipe-line du Nord. Nous pourrions également profiter de cette réunion pour discuter du pipe-line Q & M, des progrès ou de l'absence de progrès des travaux et des projets futurs pertinents. M. Blair est président et premier administrateur de la société NOVA (Alberta) pour tout le Canada. Il est accompagné de certains représentants de la société NOVA, qu'il nous présentera j'en suis sûr.

Monsieur Blair. Nous sommes heureux de vous accueillir parmi nous et nous nous réjouissons encore davantage de ce que la construction du pipe-line soit actuellement en cours et que la canalisation soit déjà en terre. Nous avons hâte d'entendre votre rapport sur l'état des travaux.

M. S. R. Blair, président et premier administrateur de la société NOVA, de l'Alberta: Monsieur le président, je vous remercie de cette occasion qui m'est donnée. Nous sommes maintenant soulagés du fait que la construction du gazoduc du Nord ait commencé.

J'aimerais d'abord, au nom de tout notre groupe, vous présenter nos hommages, en votre qualité de président de ce Comité, et je me permettrai de vous présenter les membres du groupe qui participent à cette séance. D'abord, à ma droite, M. Deyell, vice-président exécutif de la société Foothills Pipe Line. À l'autre extrémité de la table en face de M. Deyell, M. Murray Stewart qui est également vice-président, exécutif de la société Foothills. À sa droite, M. Bruce Simpson, vice-président, finances, de la société Foothills. Derrière M. Stewart se trouve M. Brian McGavin, adjoint exécutif du premier administrateur de la société Westcoast Transmission; M. McGavin présentera un mémoire au nom de cette société qui est une partenaire à part entière de la société NOVA dans le projet de construction de pipe-line de Foothills.

D'autres membres du personnel administratif sont également présents. Permettez-moi aussi de vous présenter une personne que les sénateurs connaissent sans doute déjà, Mme Joan Dennis, secrétaire-adjointe de la société NOVA. Ensuite, Mlle Lise Groleau, adjointe du directeur du bureau d'Ottawa des sociétés Foothills, NOVA et autres entreprises associées à Ottawa.

Les représentants de la société Foothills ont comparu pour la dernière fois devant votre Comité le 6 décembre. Quoique les choses ont beaucoup évolué depuis, je n'abuserai pas de votre temps en vous faisant un long exposé des plus récents événements étant donné que le sénateur Olson, ancien président de ce Comité et actuel ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord, a déjà fait un tel compte-rendu devant le Comité le 21 octobre.

[Text]

During the past weeks the phase 1 construction of the Alaska Highway natural gas pipeline has been commenced both in southeastern British Columbia and in southern Alberta. That construction commenced in June and July, hard on the heels of the Canadian government's approval to so proceed.

As of October 30 the work scheduled on phase 1 of the western leg is 78 per cent complete in southeastern British Columbia. A total of 55 kilometres of pipe has now been installed in that construction region. In southern Alberta the job is 61 per cent complete, with 40 kilometres of pipe installed. The two figures I gave you were actually effective October 30; so a number of additional kilometres have actually been installed up to the present moment.

The southern Alberta work was delayed briefly by a wildcat type of strike—in pipeline jargon, a wobble—of some of the construction personnel, but the crew is now back at work and good progress has been made. The wobble was produced by some of the construction workers who tried to obtain some special compensation arrangements.

One of the basic responsibilities of this project, as originally petitioned by its sponsors and as legislated through the Northern Pipeline Act, is to try to make any negative local impact as slight as possible, while maximizing both the regional and national positive aspects.

Part of that implementation occurs through the hiring of Indian people into the main pipeline project. Historically in Canada there has not been very much employment of Indian people in the construction phase, because it has been the kind of occupation which has grown up with its own practices of calling in people who have been on jobs of that sort before, and the term of employment is rather short. Normally, a spread might be running for a few months in the year, and it has just not been a pattern of employment that the Indian people have been able to penetrate very far.

In this particular project we can report that a good deal of success has been achieved. It is a union job, and so a good deal of the control of the work force passes from the companies to the unions; but we can record, Mr. Chairman, that through really pressing on this situation and through the fine co-operation of the unions involved, we have managed to hold Indian employment participation in the construction force up to about 15 per cent and local employment, in total, to 20 per cent.

We can also record that our general plan of achieving Canadian content in the high 80 per cent range—we gave a target figure of 87 per cent in our submissions at the time the project was being approved—is being achieved, even by applying the most rigid test to the examination, where all of the original raw materials derived that have gone into manufacture, and we are up to nearly 90 per cent.

We would be pleased to speak to any aspects of this which may be of interest to honourable senators. Our team has been composed to report on the Foothills project, but, as you have pointed out, Mr. Chairman, some of us also have responsibility for other projects. Everything we know on any subject is, of course, open to this committee.

[Traduction]

Au cours des dernières semaines, on a commencé la construction de la phase I du gazoduc de la route de l'Alaska, dans le sud-est de la Colombie-Britannique et dans le sud de l'Alberta. Les travaux ont débuté en juin et juillet après des pressantes démarches en vue d'obtenir l'approbation du gouvernement canadien pour commencer ces travaux.

En date du 30 octobre, les travaux prévus de la phase I du tronçon ouest sont complétés à 78 p. 100 dans le sud-est de la Colombie-Britannique. En tout, des canalisations sur une distance de 55 kilomètres ont été installés dans cette région. Dans le sud de l'Alberta, les travaux sont complétés à 61 p. 100 et des canalisations sont installées sur une distance de 40 kilomètres environ; ces chiffres sont ceux en vigueur le 30 octobre; les travaux ont donc progressé de quelques kilomètres depuis.

Dans le sud de l'Alberta, les travaux ont accusé un léger retard à cause d'une grève sauvage (tergiversation dans le jargon du pipe-line) d'une partie du personnel de la construction, néanmoins l'équipe est maintenant au travail et des progrès sensibles ont été accomplis. La grève a été déclenchée par certains ouvriers qui désiraient obtenir des conditions salariales spéciales.

L'un des principaux objectifs de ce projet, tels que proposés à l'origine par ses promoteurs et conformément à la loi sur le pipe-line du Nord est d'éviter autant que possible des répercussions locales néfastes, si légères soient-elles, et d'assurer le plus d'avantages possibles sur les plans régional et national.

Ces objectifs se traduisent en partie par l'embauche d'Indiens dans le cadre du projet de construction du pipe-line principal. Au Canada, dans le passé, on ne faisait pas beaucoup appel aux autochtones à la phase de la construction puisque dans ce secteur on fait traditionnellement appel à des travailleurs ayant déjà effectué ce genre de travail et parce que la durée de l'emploi est relativement brève. Normalement, les travaux de prolongation durent quelques mois dans l'année; les Indiens n'ont pas réussi à se faire une place dans ce type d'emploi.

Dans le cas du projet actuel, des progrès importants ont été accomplis. Un tel changement relevant du syndicat, une bonne partie du contrôle de la main-d'œuvre passe des entreprises aux syndicats; il est à noter, monsieur le président, que parce que nous avons vraiment fait des efforts en ce sens et grâce à la bonne collaboration des syndicats intéressés, nous avons fait en sorte que la participation des travailleurs autochtones atteigne 15 p. 100 et la main-d'œuvre locale 20 p. 100.

On notera également que nous avons atteint l'objectif que nous nous étions fixé quant au contenu canadien (nos mémoires indiquaient un objectif de 87 p. 100 au moment de l'approbation du projet). Cet objectif a été atteint en dépit de normes rigides auxquelles ont été soumis tous les matériaux bruts; le contenu canadien du projet en termes de matériaux atteint maintenant près de 90 p. 100.

Nous sommes disposés à commenter tout aspect de cette question qui pourra intéresser les honorables sénateurs. Notre équipe a été formée dans le but de soumettre un rapport sur le projet Foothills, mais, comme vous l'avez fait remarquer, monsieur le président, certains d'entre nous ont également une responsabilité dans d'autres projets. Nous sommes évidemment disposés à informer le Comité de tous les aspects que nous connaissons.

[Text]

The Chairman: Thank you, Mr. Blair.

Senator Bielish: May I again have the employment percentage of native people involved? I know that you have already given it.

Mr. Blair: I said about 15 per cent of the construction work force has been composed of Indian people.

The Chairman: Fifteen per cent of about 700. Is it approximately that figure?

Mr. W. J. Deyell, Executive Vice-President, Foothills Pipe Lines: In total, it is a little over 700—between both southern B.C. and Alberta. There are roughly 350 people on the construction in southern B.C., and a little over 400 in Alberta.

The Chairman: This was one of the concerns of Senator Williams, who is unable to be with us today. He asked that I bring this up. I think this is very commendable. I did not realize you had been that successful.

Mr. Deyell: One of the reasons for that, Senator Hastings, is that we have carved out some portions of the construction, and awarded them to native companies in their entirety. The largest portion of this is the clearing of the pipeline right-of-way, and in both British Columbia and Alberta it was native firms that did that; so that the complement was entirely native on those particular aspects of it.

In southern British Columbia the offloading of the pipe from the rail cars into stockpiles was also conducted by a native corporation. They were joint-venturing with a company out of Kamloops, but the basic work force was native.

The Chairman: Going to over-all labour, other than the walkout, have you experienced any other labour difficulties—I am thinking particularly of labour shortages—in your progress so far?

Mr. Deyell: Not this year. At this particular point in time there are only three major pipeline construction contracts under way in western Canada, and so the work force is capable of fulfilling the jobs that are involved in those particular contracts.

The Chairman: So, to date you have only three of the projects underway. I am thinking into the future, however. What about when we go into two or three of the mega-projects in Alberta, and other projects that are on the drawing boards? What is going to happen when these all come on stream in the next three to five years? That is the concern of the committee. Are we going to run into shortages and other difficulties?

Mr. Deyell: Well, I suppose, Senator Hastings, it will depend to a large extent on how these particular mega-projects are scheduled. If, by any chance, they were all to come on stream at once, there is no question that there would be a shortage of building labour. As we understand it, though, at the present time they are not planned to take place all at the

[Traduction]

Le président: Monsieur Blair je vous remercie.

Le sénateur Bielish: Vous avez indiqué le pourcentage de main-d'œuvre indienne, mais pourriez-vous répéter?

M. Blair: La main-d'œuvre en construction est composée d'environ 15 p. 100 d'autochtones.

Le président: Sur un total de 700 employés. Est-ce le chiffre approximatif?

M. W. J. Deyell, vice-président de la société Foothills Pipe Lines: En tout, un peu plus de 700 travailleurs dans le sud de la Colombie-Britannique et en Alberta. On compte environ 350 travailleurs dans le sud de la Colombie-Britannique et un peu plus de 400 en Alberta.

Le président: Le sénateur Williams, qui n'a pu être parmi nous aujourd'hui, se posait des questions à ce sujet. Il m'a demandé de m'informer en son nom. Je crois que les résultats obtenus sont dignes d'éloges. Je ne pensais pas que vous aviez obtenu un tel succès.

M. Deyell: Une des raisons de ce succès, sénateur Hastings, est due au fait que nous avons confié le creusage de certaines portions du projet à des entreprises entièrement autochtones. La plus importante partie des travaux est l'essartage de l'emprise du pipe-line; or, en Colombie-Britannique et en Alberta, ces travaux ont été confiés à des entreprises autochtones. Ce sont donc ces entreprises qu'il faut complimenter. Dans le sud de la Colombie-Britannique, le déchargement et l'empilage des canalisations transportés par wagons ont également été effectués par une entreprise autochtone.

En fait, les travaux ont été effectués conjointement avec une entreprise de Kamloops, mais pour l'essentiel la main-d'œuvre était composée d'Indiens.

Le président: Pour l'ensemble de la main-d'œuvre, mise à part la grève, avez-vous éprouvé d'autres difficultés jusqu'à maintenant, particulièrement en termes de pénurie de main-d'œuvre?

M. Deyell: Pas cette année. A l'heure actuelle, il n'y a que trois importants projets de construction de pipe-lines en marche dans l'ouest du Canada; il y a donc suffisamment de main-d'œuvre pour effectuer tous les travaux de chaque projet.

Le président: Ainsi, à ce jour, il n'y a que trois projets en marche. Je pense cependant à l'avenir; qu'advient-il s'il y a deux ou trois méga-projets en marche en Alberta et que d'autres projets actuellement à l'étape de la conception sont mis en chantier? Que se passera-t-il lorsque tous ces projets se concrétiseront d'ici trois à cinq ans? C'est un point qui préoccupe le Comité. Y aura-t-il une pénurie de main-d'œuvre et d'autres problèmes?

M. Deyell: Je suppose, sénateur, que cela dépendra dans une large mesure du calendrier d'exécution de ces mégaprojets. S'ils débutaient tous en même temps, il y aurait sans aucun doute pénurie de main-d'œuvre en construction. Toutefois, à l'heure actuelle selon nous, ces projets ne sont pas planifiés de façon à débiter tous en même temps. De façon générale, les

[Text]

same time. Generally speaking, the people who work on our pipeline construction jobs are somewhat specialized, and we really do not think that we are going to run into a major problem.

The one area that was deemed to be a concern to us in the beginning was that of welding. Welders are specialists, and difficult to train in that it takes roughly a three to four-year apprenticeship program, plus some formal training, for them to become qualified. We are using automatic welding, of course. This does not eliminate the necessity for live welders, but it does reduce the number of welders required. We therefore think that by means of a combination of that approach, and some training that will go on throughout this job, we will be able to meet our needs for pipeline construction.

The welders for the mega-projects, by and large, come out of a different area of construction, and they are not completely interchangeable. Some are, but not as a whole. We think, though, that the other mega-projects will probably have problems with respect to that.

Of concern to all of us is a possible shortage of operating engineers. They are somewhat easier to train, but working with the labour unions as we go ahead we believe that we can provide sufficient personnel to handle these projects.

Mr. Blair: As you would know, Mr. Chairman, though perhaps not all of the members of your committee might know, it has long been a part of the pipeline business that pipeline construction is the kind of job that dovetails well with a lot of agricultural and bush types of employment, so that a man can really have his basic livelihood on the farm, or in the bush, but then go out to a pipeline job for three or four months and make a lot of overtime, and then take the cash back into his regular life. A lot of the work on the pipeline supplements other kinds of activities in that way that do not produce as much income. It is possible for people in areas that do not have too high a rate of employment to get out and get themselves caught up by going on the pipeline job for a few months. It helps both ways.

The Chairman: I thought it was the other way around. I thought that pipeliners became farmers.

Mr. Blair: They all want to be farmers, but if a man cannot afford to be a farmer out on the farm, he can keep the farm alive by working on the pipeline.

Senator Adams: Are those people that work for the company hired by the unions or by the company?

Mr. Deyell: They are both hired by the company, Senator Adams. In fact, the unions do not hire any of the personnel. They provide the workers, but the workers are actually hired by the construction company.

Senator van Roggen: I think Senator Adams, in his question, is getting at the closed shop, or the union list. His term "hired

[Traduction]

employés de la construction de pipe-lines sont des travailleurs un peu spécialisés et nous ne croyons pas éprouver de problèmes graves de recrutement à cet égard.

Nous avons éprouvé quelques inquiétudes au début au sujet du soudage. Les soudeurs sont des spécialistes dont la formation est exigeante puisqu'ils doivent subir un stage d'apprentissage de 3 à 4 ans, outre une certaine formation en cours d'emploi, avant d'être qualifiés. Nous avons évidemment recours au soudage automatique, ce qui réduit le besoin en main-d'œuvre, mais il nous faut tout de même employer des soudeurs. En combinant ces deux méthodes, et en ayant recours à une certaine formation en cours d'emploi nous serons en mesure de répondre aux besoins de la construction du pipe-line.

Les soudeurs embauchés dans le cadre des megaprojets proviennent dans l'ensemble d'un secteur différent de la construction et ils ne sont pas tout à fait polyvalents. Certains le sont, mais pas la majorité. Aussi, nous croyons que les autres megaprojets éprouveront des difficultés à cet égard.

La pénurie possible d'ingénieurs d'exploitation nous inquiète tous. Leur formation est en quelque sorte moins complexe; néanmoins, en continuant de collaborer avec les syndicats comme nous le faisons présentement, nous pensons pouvoir être en mesure de disposer du personnel suffisant pour faire avancer les projets.

M. Blair: Comme vous le savez peut-être, monsieur le président, quoique tous les membres de votre comité n'en soient pas informés, la construction de pipe-line est depuis longtemps un genre d'entreprise qui s'accorde à de nombreuses activités de type agricole ou forestière. Aussi, une personne peut-elle avoir comme gagne-pain l'agriculture ou l'exploitation forestière et, par ailleurs, travailler à un projet de construction de pipe-line pendant trois ou quatre mois, effectuer de nombreuses heures supplémentaires et se constituer ainsi un revenu d'appoint. De nombreuses heures consacrées à un projet de construction de pipe-line permettent d'augmenter le revenu provenant d'autres activités moins rémunératrices. Les personnes vivant dans les régions où les emplois sont rares ont ainsi l'occasion de se renflouer financièrement en travaillant à un projet de pipe-line. C'est doublement utile.

Le président: Je pensais qu'on procédait inversement, en ce sens que les travailleurs du pipe-line devenaient agriculteurs.

M. Blair: Ils veulent tous devenir agriculteurs, mais si un individu ne peut pas vivre des seuls produits de la ferme, il peut parvenir à conserver son exploitation agricole en travaillant aussi à la construction d'un pipe-line.

Le sénateur Adams: Les personnes qui travaillent pour la société sont-elles embauchées par les syndicats ou par la société?

M. Deyell: Ils sont embauchés par la Société de construction, sénateur Adams, car le syndicat ne s'occupe pas de l'embauche: Il donne le nom des employés.

Le sénateur van Roggen: Je pense que le sénateur Adams voulait parler de «l'atelier fermé» au liste du syndicat. Son

[Text]

by the union" may not have been exactly correct, but I would think he might be interested in the degree to which native people would be able to get on the lists of the unions, so as to be provided to the job; because a lot of those unions are a little difficult to get through.

Mr. Deyell: I understand what your question is, and I would answer it this way, by saying that we have not had that kind of problem in British Columbia and Alberta this year. All of the natives have become card-carrying union members, and there seems to be no difficulty in that respect. There seems to be no difficulty, either, with the unions assigning those people to our projects. The native corporation that works out of Kamloops, called the Northern Native Development Corporation, is referred to as a union contractor itself, so that people who have worked for some considerable time with that company are, and always have been, union members.

Mr. Blair: The instigation for this really is from the company, which says, "We are going to require that some aspects of this work be done by Indian people." We have had good co-operation from the unions in working native people through the union system.

Senator Côtte: Mr. Chairman, may I ask a question relative to the Q & M pipeline? You mentioned that earlier.

The Chairman: May I just ask one further question on the northern pipeline first? I am asking this question on behalf of Senator Lucier. He asked me to seek a progress report, Mr. Blair, with respect to the plant in Alaska, the forming of the consortium, and the permit to construct. As he understood it, application had been made to construct. Do you foresee any difficulties with respect to progress in that regard?

Mr. Blair: Mr. Chairman, we do foresee difficulties, being realists. Just the brute size of this project is, we are sure, going to produce difficulties. That, however, is kind of a literal answer to the question. I think the most important thing is that we are sure we are building a pipeline which will move Alaskan gas from Alaska, and that the necessary things will continue to be done to make the project start throughout.

The Alaskan sector, or the piece of the project that is in Alaska, is very clearly the most expensive and the most difficult to build, taking everything into account. A lot of attention has been paid to the difficulties they have already had in getting themselves ready to go in that area. Several other large companies have recently joined the team of companies that has been put together to prepare that work. Considerable progress has been made in engineering and planning. Progress has also been made towards developing a financing plan which will be required to get that large investment capital amount put together.

Our general answer, then, is that we acknowledge that there are difficulties, but we expect those difficulties will, one by one, be overcome in the next year, much as they gradually have been overcome during the last three years.

Senator van Roggen: Do you foresee that the transition of power from the Democrats to the Republicans in the United States is likely to be a factor that would extend or delay

[Traduction]

expression «embauché par le syndicat» n'est peut-être pas tout à fait exacte mais il désire connaître les possibilités qui existent pour les autochtones de se faire inscrire sur la liste des syndicats, afin qu'on leur offre du travail, étant donné qu'il est parfois difficile d'adhérer au syndicat.

M. Deyell: Je crois comprendre votre question et je peux tout de suite vous répondre que nous n'avons eu ce genre de problème ni en Colombie-Britannique ni en Alberta, cette année. En effet, tous les autochtones sont devenus membres du syndicat en bonne et due forme et il ne semble pas y avoir de problème à ce sujet, ni en ce qui concerne leur affectation à nos projets par les syndicats. On se réfère à la Société autochtone, appelée *Northern Native Development Corporation*, comme à une entreprise du syndicat, de sorte que les gens qui y travaillent depuis longtemps sont, et ont toujours été, des membres syndicaux.

M. Blair: La Société en question en est en fait l'initiatrice, car elle a dit: «Nous allons exiger que certains aspects de ce travail soient effectués par des Indiens». Nous avons eu une bonne coopération de la part des syndicats en ce qui concerne l'embauche d'autochtones, par leur système.

Le sénateur Côtte: Monsieur le président, puis-je poser une question concernant le pipe-line Q et M? Vous en avez parlé plus tôt.

Le président: Puis-je poser d'abord une autre question sur le pipe-line du Nord? Je la pose au nom du sénateur Lucier. Il m'a demandé d'obtenir un rapport sur l'avancement des travaux, monsieur Blair, concernant l'installation en Alaska, la création d'un consortium et le permis de construire. D'après lui, la demande de construire a déjà été faite. Prévoyez-vous des difficultés concernant l'avancement des travaux à ce sujet?

M. Blair: Monsieur le président, comme nous sommes réalistes, nous en prévoyons, ne serait-ce qu'à cause de l'envergure du projet lui-même. Toutefois, c'est une réponse littérale. Le plus important, c'est d'être sûr de construire un pipe-line qui permettra d'acheminer le gaz de l'Alaska, et de continuer à faire le nécessaire pour que le projet aboutisse.

Le tronçon de l'Alaska est tout bien considéré de toute évidence le plus onéreux et le plus difficile à construire. On s'est beaucoup penché sur les problèmes qu'a déjà rencontrés la société de construction, lorsqu'elle s'est préparée à se rendre à cet endroit. Récemment, plusieurs autres grosses sociétés sont venues se joindre à celles qui travaillent déjà à l'élaboration du projet. Des progrès considérables ont été réalisés dans les domaines techniques et de la planification, ainsi que dans l'élaboration d'un programme financier qui sera nécessaire pour rassembler, les capitaux d'investissement.

Nous pouvons donc dire que, tout en reconnaissant qu'il y a des difficultés, nous nous attendons à ce qu'elles soient surmontées au fur et à mesure l'année prochaine, comme elles l'ont été au cours des trois dernières années.

Le sénateur van Roggen: Pensez-vous que le fait que le pouvoir soit passé aux mains des Républicains aux États-Unis,

[Text]

whatever critical path you may have been on prior to the election in the United States?

Mr. Blair: Our basic answer, Senator van Roggen, is no. We, of course, know that a complete change of executive branch authority in the United States will have some effects on every main enterprise in that country, but the best information we have been able to get is that the United States, as a nation, has been so thoroughly committed to this stage by joint resolution of the two houses of Congress that the dedication and commitment to the project should be expected to be carried forward by the executive branch now, without any interruption or hesitation.

Of course, I do not mean to duck at all here from the point that there will be a number of obviously new senior people in authority who will not have had the same background of information and experience that their predecessors have had, but those things, we believe, will not interrupt nor cause any hesitation on this particular project, because of the thoroughness of the joint resolutions and the support that this particular project had from both parties.

Senator van Roggen: Of course, Senator Stevens will be in an even more powerful position than before.

Mr. Blair: Yes.

The Chairman: Senator Cottleau, do you have questions to ask regarding Q & M?

Senator Cottleau: Mr. Chairman, as I am from the eastern end of the country, the Canadian far east, I would be interested if Mr. Blair could give me an idea of the time frame in which the Q & M pipeline will be constructed.

The Chairman: Perhaps you could just give us a review of where it stands now, and project what might happen.

Mr. Blair: Certainly. Where the maritime natural gas pipeline extension stands, in formal terms, is still at the application stage of Q & M Pipeline Company which was a wholly-owned project company put forward by NOVA Corporation. That application was denied by the National Energy Board last May. Therefore, the formal statement on the position is that we stand with a denied application.

However, the project is very dear to NOVA Corporation which began to put this forward in about 1976 and pressed very hard with it in 1977 through 1979. We have not changed our view at all, and it is still our judgment that it would be a proper and timely development within Canada to see the natural gas grid extended eastward across New Brunswick and Nova Scotia.

The basic point of this project was that about one-third of the population of Canada was unable to receive natural gas supplied from Canadian sources and that an extension of the national grid would add about 10 or 15 per cent to the capital invested in the national grid. That would serve an additional one-third of the people of Canada including, of course, the population of Montreal which has been only slightly served with natural gas. Therefore, it is very dear to us, and we are very anxious to get that job done.

[Traduction]

puisse constituer un facteur qui pourrait accroître toute passe critique que vous traversiez, avant les élections dans ce pays?

M. Blair: La réponse est non. Bien entendu, nous savons qu'un changement complet dans le type de gouvernement aux États-Unis aura des répercussions sur toute entreprise majeure dans ce pays. Toutefois, à notre connaissance, les États-Unis en tant que nation se sont, jusqu'à maintenant, tellement engagés, dans ce projet par une résolution mixte des deux Chambres du Congrès, que le nouveau gouvernement ne peut se permettre de l'interrompre ou de le ralentir.

Il va sans dire qu'il y aura un certain nombre de nouveaux responsables qui n'auront pas les mêmes renseignements de base que leurs prédécesseurs. Mais, d'après nous, cela ne pourrait faire interrompre, ni ralentir, le projet en question, étant donné l'engagement pris dans les résolutions mixtes et l'appui que ce projet a reçu de toutes parts.

Le sénateur van Roggen: La position de force du sénateur Stevens sera encore plus grande.

M. Blair: Oui.

Le président: Sénateur Cottleau, avez-vous des questions à poser en ce qui concerne le pipe-line Q & M?

Le sénateur Cottleau: Monsieur le président, comme je viens de l'Est du pays, j'aimerais savoir dans quels délais le pipe-line Q & M sera construit? M. Blair pourrait-il me le dire?

Le président: Monsieur Blair, vous pourriez sans doute nous parler de la situation actuelle et des possibilités à venir.

M. Blair: Certainement. Officiellement, l'extension du gazoduc dans les Maritimes en est encore au stade de la demande adressée par la Q & M Pipeline Company, société proposée par la société NOVA. Cette demande a été rejetée en mai dernier par l'Office national de l'énergie. C'est donc la situation officielle.

Toutefois, ce projet est très cher à la société NOVA qui a commencé à le proposer dès 1976 et a continué à le faire jusqu'en 1979. Quant à nous, nous n'avons pas changé d'avis et estimons toujours qu'il serait bon d'avoir au Canada un réseau de gaz naturel allant jusqu'au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse.

La principale raison de ce projet vient de ce qu'environ un tiers de la population canadienne ne peut recevoir de gaz naturel canadien et qu'une extension du réseau national augmenterait de 10 à 15 p. 100 les capitaux investis dans notre réseau national. Cette extension desservirait un tiers de plus de la population canadienne, y compris, bien entendu, la population de Montréal qui jusqu'à maintenant n'a pas reçu beaucoup de gaz. Par conséquent, ce projet nous est très cher et nous avons hâte d'aller de l'avant.

[Text]

We were bemused earlier this year when the application was denied because it had appeared, until that moment, that the project was already seen as a national priority by the government. I believe it is correct that it was the only project cited on an individual basis in the Speech from the Throne in this parliament. There have been a number of statements of strong government support of the project.

After the denial, we went back to the government, and particularly to the minister, Mr. Lalonde, and pressed for some understanding of the government's position, and in the last weeks Mr. Lalonde has been very firm and definite in his statements about the project and its coverage within the national energy plan. We are again getting a very obvious signal that the government would like to see the project proceed, which is great with us because we would also very much like to see that happen.

I expect that the most expeditious way of getting the application put forward again will be chosen soon and that the appropriate regulatory steps will follow. I can never presume to pre-judge what the decision of the autonomous National Energy Board will be, but we are doing our best to get the project into place.

We would like to have it in operation in 1983, and to have it completed and in full operation by 1983. That is still possible, although it is getting a little tougher all the time to hold to that schedule.

Senator Côtteau: This projected time of 1983, I presume, refers to the pipeline with a terminal in Montreal, or is it farther east?

Mr. Blair: No, I am sorry. I was referring to the entire project across New Brunswick and Nova Scotia, which would extend to Halifax and also extend up to Canso where the existence of the natural gas pipeline has become of great local interest in Cape Breton because of its influence on the other choice to be made in the location of a terminal to regasify liquid natural gas which, through another project, is being brought down from the Arctic islands.

Senator Côtteau: I presume the pipeline would be a source of gas in our end of the province and that it could be reversed. Would it be a reversible sort of structure?

Mr. Blair: Absolutely, senator; it will be so designed. At times the whole proposal has had a lot of opposition from different factions, companies or organizations, and part of the opposition for a period was based on the suggestion that the whole project should wait until, particularly, the Sable Island resource area had been well assessed as a source of natural gas supply. We have been very vigorous in contending, though, the opposite point, that the whole area ought to be put on to an Alberta base supply now—1983 is now in terms of actually getting it done—so that base supply would be there, and then the market would be there for the Sable Island gas or other Nova Scotia base production, if and when it does become a reality. We know that studies and forecasts are one thing, but they do not provide you the certainty of supply. We would feel much better if the certainty of the existing excess of supply in

[Traduction]

Nous avons été étonnés un peu plus tôt cette année lorsque notre demande a été rejetée, car il nous avait semblé jusque-là que le projet avait déjà été considéré comme une priorité nationale par le gouvernement. Je crois même pouvoir dire, sans me tromper, que c'était le seul projet cité individuellement dans le discours du trône de la présente législature. En outre, ce projet a été fortement appuyé par le gouvernement à plusieurs reprises.

À la suite de son rejet, nous sommes retournés voir le gouvernement, et notamment le ministre Lalonde, en insistant à connaître la position du gouvernement. Ces dernières semaines, M. Lalonde s'est montré très ferme et très précis dans ses déclarations concernant le projet et sa portée dans le Programme national de l'énergie. Donc, une fois de plus, nous avons la preuve que le gouvernement voudrait voir le projet de réaliser, ce qui, pour nous, est fantastique.

J'imagine que la façon la plus rapide de reformuler cette demande sera bientôt choisie et que les étapes réglementaires adéquates suivront. On ne peut pas prévoir ce que sera la décision de l'Office national de l'énergie, qui est un organisme autonome, mais nous faisons de notre mieux pour faire accepter le projet.

Nous aimerions qu'il soit amorcé en 1983 et terminé la même année. C'est encore possible, bien qu'il soit de plus en plus difficile de s'en tenir à ce programme.

Le sénateur Côtteau: Le délai fixé à 1983 se rapporte, j'imagine, au pipe-line se terminant à Montréal, ou allant jusqu'à l'Est?

M. Blair: Je parle du projet complet allant jusqu'au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse, et notamment à Halifax et à Canso. La possibilité d'un tel gazoduc fait l'objet d'un vif intérêt au Cap-Breton, à cause de son influence sur le choix que nous devons faire concernant l'emplacement d'un terminal destiné à gazéifier le gaz naturel liquide qui, par l'entremise d'un autre projet, est acheminé à cet endroit, depuis les Îles de l'Arctique.

Le sénateur Côtteau: J'imagine que, grâce à ce pipe-line, nous aurons du gaz dans notre partie de la province, et que le système pourra être inversé. L'installation le permettra-t-elle?

M. Blair: Oui sénateur, elle le permettra. Elle sera conçue pour cela. À certains moments, le projet dans son ensemble a fait l'objet d'une opposition farouche de la part de sociétés, d'organisations et de certaines factions. Pendant un certain temps, les opposants voulaient que l'on retarde l'exécution du projet, tant que la région de l'Île Sable n'aurait pas été évaluée pour ce qui est de son potentiel comme source d'approvisionnement en gaz naturel. Nous avons vigoureusement soutenu le contraire, en disant que l'Alberta devrait constituer la base d'approvisionnement à l'heure actuelle. C'est là-bas que se trouverait le marché pour le gaz de l'Île Sable ou pour toute autre production de la Nouvelle-Écosse, si toutefois cela devient réalité. Bien sûr, les études et prévisions c'est une chose, et la certitude de l'approvisionnement, c'en est une autre. Nous nous sentirions bien mieux si la certitude de

[Text]

Alberta was put behind us now, and then it can always back off as and when there is Nova Scotia gas in perhaps the late 1980s or early 1990s, whenever that time occurs.

Senator Guay: What kind of population growth was taken into consideration in your projections for that line that Senator Cottleau was speaking of, to preserve the population in the future, and, in your estimation, how far ahead have you made provision for it?

Mr. Blair: I cannot give you a detailed answer, senator, because our panel is more a Foothills panel, and I doubt if any of us who are here for Foothills would remember that detail. I will send the detail, though, to the chairman for distribution to members of the committee. I am sure that the projections covered a period of at least 20 years into the future, and were made by local consultants engaged due to their experience in Nova Scotia and New Brunswick. Those projections of population growth and of consequential natural gas consumption and market growth took into account the current best information on the demographic trends. We would be pleased to send you the complete details.

Senator Guay: You will be able to indicate on that same paper, which you will send in, what it will provide? In fact, you told Senator Cottleau a while ago that in fact only one-third of the population is being served.

Mr. Blair: I was saying that one-third of the population of Canada was not receiving Canadian natural gas in about 1976 or 1977, when we made the studies, but I did add the remark that if the one-third sounds a little high if one is thinking of Nova Scotia and New Brunswick, then the one-third is also contributed to by the population of Montreal, which does get some gas, but not in any significant proportion compared to cities west of Montreal.

Mr. B. W. Simpson, Vice-President, Finance, Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.: If your question was directed as to whether or not there were some restrictions in the pipeline's capacity to meet whatever market requirement was there, the pipeline would be expandable through additional compression, looping or what-have-you, to meet whatever market the demand called for.

Senator Guay: I am glad you mentioned that. Because of the budget that has just come out urging people to change from oil to gas, for example it will be an incentive for them to go for it. That may change the figures also. The demand for gas might be that much greater.

Mr. Blair: May I say that Bruce Simpson, who has just spoken, as well as being the financial officer and vice-president of Foothills, also has had a great deal of the financial worth in his hands for this Q & M.

You were right, senator, in our view, the budget gives, if anything, more than enough incentive now for a major conversion of stationary heating in eastern Canada from residual fuel oils to natural gas. We are a bit anxious though in NOVA,

[Traduction]

l'approvisionnement excédentaire actuelle de l'Alberta se trouvait derrière nous, et ensuite il pourrait toujours servir de complément, lorsqu'il y aura le gaz de la Nouvelle-Écosse, à la fin des années 80 ou au début des années 90 peut-être.

Le sénateur Guay: Quel ordre de croissance démographique avez-vous pris en considération dans les prévisions sur le pipeline dont parlait le sénateur Cottleau, pour répondre aux besoins de la population à venir, et jusqu'en quelle année vos prévisions vont-elles?

M. Blair: Je ne peux pas vous donner de réponse précise, sénateur, car notre groupe appartient plutôt à la Foothills et je doute que l'un d'entre nous qui représente ici la Foothills se rappelle de ce détail. J'enverrai néanmoins la réponse au président pour qu'il la distribue aux membres du Comité. Je suis sûr que les prévisions couvriraient au moins une période de 20 ans, et qu'elles ont été réalisées par des experts-conseils locaux, en raison de leur expérience en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick. Les prévisions de croissance démographique, de consommation de gaz naturel et de croissance de marché ont tenu compte des meilleurs renseignements dont on dispose actuellement sur les tendances démographiques. Nous serons heureux de vous envoyer les détails au complet.

Le sénateur Guay: Pouvez-vous nous indiquer, par la même occasion, l'importance de l'approvisionnement prévu? En fait, vous avez dit, il y a quelques instants, au sénateur Cottleau, qu'un tiers seulement de la population était desservie.

M. Blair: J'ai dit qu'en 1976 ou 1977, époque où nous avons effectué l'étude, un tiers de la population canadienne ne recevait pas de gaz naturel canadien. J'ai, toutefois, ajouté que si ce tiers semblait un peu élevé, c'est qu'il comprend en plus de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick, la population de Montréal qui reçoit une certaine quantité de gaz, mais pas en quantités importantes, comparativement aux municipalités se trouvant à l'ouest de la ville.

M. B. W. Simpson, vice-président de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.: Si vous voulez savoir s'il y a des restrictions concernant la capacité du pipe-line à faire face à la demande éventuelle du marché, je peux vous répondre que l'on pourra augmenter la capacité du pipe-line par une compression supplémentaire, un raccordement ou autre, afin de répondre au marché du moment.

Le sénateur Guay: Je suis heureux que vous l'ayiez mentionné parce que dans le nouveau budget qui vient d'être publié on incite la population à changer du chauffage du mazout au gaz naturel, et ce que vous venez de dire les encouragera certainement à le faire. Ceci peut aussi contribuer à changer les données. La demande pour le gaz naturel pourrait être beaucoup plus grande.

M. Blair: Puis-je ajouter que Bruce Simpson, qui vient de parler, tout en étant l'agent responsable des finances et vice-président de Foothills, s'est aussi occupé activement des finances du pipe-line Q & M.

Vous aviez raison, sénateur, à notre avis, le budget vise certainement à encourager la conversion d'une grande partie des systèmes de chauffage dans l'est du Canada du mazout au gaz naturel. Nous sommes cependant un peu inquiets à

[Text]

because while fiscal incentives are a very good and useful step, sometimes historically it has been very slow for those incentives to actually carry through into the facts of what happens in the market. All kinds of other things intervene there, whether it be policies or strategies of a provincial government, which may or may not at a certain time help that conversion or the positions of the municipalities. I am not picking on governments when I say that, because sometimes the slowest organization of all to respond is the utility company in the private sector, which sometimes just does not get on with it as quickly as the overall policy desires, but the incentive is really there now, and we very much hope for the beginning of a major conversion to natural gas in Ontario and Quebec as well as the maritime provinces.

Senator Riley: Mr. Chairman, I would like to ask a couple of questions of Mr. Blair. I was not here earlier, but have you touched on the proposed route of the LNG through the maritimes?

Mr. Blair: We have not spoken of it today, senator. Our company's engineering opinion is that the route, which was filed with the National Energy Board, is still, apparently, the most desirable general route, subject to some diversions because of some local environmental situations that have been raised by others. There is a major change in the route that has been agreed to already by the company in respect of the portion of the route between Montreal and Quebec City, where some agricultural organizations represented that a major change should be made and they won the support of the province. From our point of view, usually one route is about as good as another, in a local sense, so it is mainly a matter of making sure that we are listening to all the right people and giving the proper weight to the different things that we hear. There is a certain amount of support for any opposition to almost any route, we notice, it being a matter of human nature, so we do accommodate those views when they come up and when we understand clearly who is being spoken for.

Senator Riley: I read something the other day in one of the New Brunswick newspapers to the effect that generally the proposed routes parallel the Trans-Canada Highway going to New Brunswick. Does the route that you filed in your application parallel the Trans-Canada Highway going to New Brunswick?

Mr. Blair: I would like to send you a copy of that map. To the best of my recollection, the main line is in the same general country as the Trans-Canada Highway, but I would not want to be on record here in saying this simply from my recollection, I would sooner send you a map. Of course, there is more than the main line route across New Brunswick involved; there are also the other lines going out to the main population centres, so what we show is really more a grid than a line. At least to that extent, we are a long way from the Trans-Canada Highway in many places.

[Traduction]

NOVA, parce que même si des encouragements fiscaux constituent une mesure très bonne et utile, l'expérience a parfois prouvé que ces encouragements prennent beaucoup de temps à se manifester par des changements réels du marché. Il y a toutes sortes de facteurs qui interviennent ici, que ce soient les politiques ou les stratégies d'un gouvernement provincial, qui peuvent ou non, à un moment donné aider à encourager cette conversion, ou ce peut être aussi l'attitude des municipalités. Je ne m'en prends pas au gouvernement lorsque je dis que parfois les organismes les plus lents à répondre sont les sociétés du secteur privé offrant des services qui parfois n'agissent pas aussi rapidement que le voudrait la politique globale, mais il y a actuellement de réelles mesures d'encouragement en place, et nous espérons beaucoup voir le début d'une conversion générale au gaz naturel en Ontario et au Québec de même que dans les provinces maritimes.

Le sénateur Riley: Monsieur le président, j'aimerais poser quelques questions à M. Blair. Je n'étais pas ici plus tôt, mais avez-vous discuté du tracé proposé du pipe-line à travers les Maritimes?

M. Blair: Nous n'en n'avons pas parlé aujourd'hui, sénateur. Selon l'avis des ingénieurs de notre société, le tracé, qui a été déposé auprès de l'Office national de l'énergie, constitue encore apparemment le meilleur tracé général, sujet naturellement à certaines déviations en raison de problèmes d'ordre environnemental au niveau local qui ont été soulevés par d'autres personnes. Il y a un changement important dans le tracé du tronçon entre Montréal et Québec, qui avait déjà été accepté par la compagnie où certaines organisations agricoles ont présenté des doléances voulant qu'un changement important soit fait et elles ont obtenu l'appui de la province. A notre avis, un tracé est habituellement aussi bon qu'un autre, du point de vue local, donc il s'agit principalement de s'assurer que toutes les personnes qui ont des revendications soient entendues et d'y accorder l'importance qu'elles méritent. Nous avons observé qu'il existe une certaine tendance à s'opposer à presque tout tracé; la nature humaine est ainsi faite; donc, nous essayons de satisfaire les protestations lorsqu'elle sont présentées et lorsqu'il est clair pour nous en quel nom elles nous sont s'adressées.

Le sénateur Riley: J'ai lu l'autre jour dans un des journaux du Nouveau-Brunswick un article disant qu'en général les tracés proposés sont parallèles à la route transcanadienne passant par le Nouveau-Brunswick. Le tracé que vous avez déposé avec votre demande est-il parallèle à la route transcanadienne passant par le Nouveau-Brunswick?

M. Blair: J'aimerais vous faire parvenir un exemplaire de ce plan. Si je me souviens bien, la principale canalisation traverse à peu près la même région que la route transcanadienne, mais je ne voudrais pas que ce soit inscrit au compte rendu parce que je parle de mémoire; je préférerais vous faire parvenir un plan. Évidemment, il ne s'agit pas seulement du tracé de la principale canalisation à travers le Nouveau-Brunswick; il y a aussi les autres allant vers les principaux centres urbains; donc il s'agit plus d'un réseau que d'une canalisation. Et, au moins dans cette mesure, nous sommes loin de la route transcanadienne à divers endroits.

[Text]

Senator Riley: I heard a proposal some years ago about an oil pipeline for partially refined oil from New Brunswick to Quebec which would follow the hydro right-of-way. Would that not be much cheaper?

Mr. Blair: Not necessarily. When we talk about following a highway, we do not mean installing a pipeline in a highway ditch. We mean following that general run of country, usually a distance of a mile or perhaps five miles back from the highway itself. Occasionally, the idea of using a railway right-of-way or a hydro right-of-way is introduced, but not too many pipelines have actually done that, because usually there are complications. With a hydro line you can have cathodic interference on the pipeline by the hydro right-of-way. Mr. Deyell has had a main pipeline in Canada at one stage or another, and perhaps I should pass to him for further comment.

Mr. Deyell: One of the major considerations with following a hydro-electric line is the terrain that the power line will go over. Although I have not been along the power line that you referred to, senator, I imagine it takes a much more direct course and can go over very high mountains, which is very difficult for pipeline construction.

There are a number of pipelines that do follow power lines. One of the first ones we worked on follows the Ontario Hydro line into Toronto from the west. But the cathodic protection, which has been a serious problem, has detracted in many cases, as Mr. Blair said, from laying a pipeline too close to it. There are ways of countering that, and, of course, we throw that into an economic equation. If it turns out that it is too expensive, we reject it. But we are in favour of the corridor concept. Wherever we can put a pipeline in a corridor, we would rather do that—and, particularly, being close to a transportation artery, it is more desirable from many points of view to follow that if we can.

Senator Riley: I was thinking of Moncton Gas and Electricity. The citizens of Moncton, while there was an adequate supply from the Albert County field, were pretty generally users of natural gas. I think the reserves in the Albert County field dwindled tremendously. Moncton Gas and Electricity has an underground system which serves most of Moncton. I was wondering if any negotiations had been undertaken, or an examination made, of the Moncton city system and the Albert County system, as to its condition and its projected life span.

Mr. Blair: I know, senator, that the answer is yes, that assessments have been made. I have not prepared my homework this morning to answer you specifically about that company, but Q & M does have teams of engineers who engage in thorough discussions with all the municipalities and organizations involved in energy distribution in New Brunswick. I will be pleased to send you that also. It would be the best I can do at the moment.

[Traduction]

Le sénateur Riley: J'ai entendu une proposition il y a quelques années au sujet d'un pipe-line qui servirait partiellement au transport du pétrole raffiné du Nouveau-Brunswick au Québec et qui suivrait l'emprise de l'hydro. Cela ne coûterait-il pas beaucoup moins cher?

M. Blair: Pas nécessairement. Lorsque nous parlons de suivre une route, cela ne veut pas dire que nous installons un pipe-line dans le fossé le long de la route. Cela signifie qu'en général il traverse à peu près la même région, habituellement à une distance d'un mille ou peut-être cinq milles de la route même. Il arrive que l'on considère l'utilisation de l'emprise d'un chemin de fer ou de l'hydro, mais on a installé très peu de pipe-lines de cette façon parce qu'habituellement il y a des complications. Lorsqu'on utilise l'emprise de l'hydro, il peut y avoir des interférences cathodiques sur le pipe-line. M. Deyell a déjà été installé un pipe-line important au Canada, à une étape ou une autre, et je pourrais peut-être faire appel à lui pour de plus amples commentaires.

M. Deyell: Une des principales choses dont il faut tenir compte lorsqu'on utilise l'emprise de l'hydro, c'est le terrain qu'elle traverse. Même si je n'ai pas vu celle dont vous parlez, sénateur, j'imagine qu'elle suit un tracé beaucoup plus direct et peut passer par de très hautes montagnes, ce qui serait très difficile pour la construction d'un pipe-line.

Il y a un certain nombre de pipe-lines qui suivent des lignes de transmission. Un des premiers sur lequel nous avons travaillé suit la ligne de l'hydro Ontario à partir de l'Ouest jusqu'à Toronto. Mais la protection cathodique qui constituait un grave problème, nous a empêché dans bien des cas, comme M. Blair l'a dit, de construire un pipe-line trop près. Il y a différentes façons de considérer cette possibilité et évidemment, nous tenons compte du point de vue économique. Si nous considérons que cela coûtera très cher, nous rejetons l'idée. Mais de façon générale, nous sommes en faveur de l'idée du corridor. Lorsque la chose est possible nous construisons le pipe-line dans un corridor, parce qu'ainsi—et, particulièrement, à proximité d'une grande artère de transport, c'est plus avantageux à différents points de vue.

Le sénateur Riley: Je pensais à Moncton Gas and Electricity. Les habitants de Moncton, même s'ils avaient un approvisionnement suffisant des champs de Albert County étaient en général de grands utilisateurs de gaz naturel. Je crois que les réserves des champs de Albert County ont beaucoup diminué. Moncton Gas and Electricity possède un réseau souterrain qui dessert la plus grande partie de Moncton. Je me demandais si des négociations avaient été entreprises, ou si l'on avait procédé à une étude du réseau urbain de Moncton et de celui de Albert County, en ce qui concerne leur état et leur durée probable.

M. Blair: Je sais, sénateur, que des évaluations ont été faites. Je n'étais pas préparé, ce matin, à vous répondre de façon précise au sujet de cette société, mais le pipe-line du Québec et des Maritimes a des équipes d'ingénieurs qui procèdent à des discussions en profondeur avec toutes les municipalités et les organismes s'occupant de distribution des ressources énergétiques au Nouveau-Brunswick. Je serais heureux de

[Text]

Senator Riley: At the time when the first application was made, was it opposed by any of the oil companies?

Mr. Blair: Yes. I think we got more flak for that proposal in 1977, and right through 1979, than for anything else we ever did.

Senator Riley: Did they intervene in the application?

Mr. Blair: In the first round they took us on in public. I remember that during Imperial Oil's annual meeting in 1979 we were favoured with their critical attention at that meeting. Imperial Oil did not want this to go ahead. That was a public statement of position.

Their industry producer organizations, such as the Independent Petroleum Association of Canada, have intervened at the hearings and opposed the carrying of Alberta gas down to the maritimes. Their interest in doing so is that they feared that the Alberta producer would get less of a net return from gas sold in the maritimes than if the same gas could be sold into a closer market.

Those positions are sometimes taken on a kind of collective basis, of some staff calculation, that it would be better for the industry if something were not done. We are a gas producer too, and we always like to get a little more for our production. Our own company and many other producer companies would feel strongly that it is far better to have a good Canadian market, and get a little less for the gas for commercial reasons as well as national reasons, than to postpone the development of something. Also we felt that if there is to be some natural gas exported from time to time, then we had better make sure that we have done a thorough job of looking after all reasonable possibilities, and even some unreasonable possibilities, of connecting Canadian markets first. That is a much sounder policy, in our view, than for the western industry to be always asking for additional exports. There has been some opposition, but so far we have been winning.

Senator Riley: As I understand it, the present energy program is designed, by promoting natural gas to encourage the use of the residual oil coming out of the refineries. One of the largest, if not the largest, is in Saint John. In order for them to recover the residual oil, they must take off the gas and propane, and so on. Would that affect their market?

Mr. Blair: The two policies work in the same direction. The substitution of natural gas for heating oil, which is basically a substitution of Canadian natural gas for imported crude oil that is converted to heating oil, will work in the same direction as the national energy plan intention. The refiners put in more intensive cracking operations to convert what has been sold as residual and heating oil into gasoline and diesel fuel and the later distillates. So the two aspects of the policy are working in the same direction.

[Traduction]

vous faire parvenir aussi un exemplaire de ces rapports. C'est le mieux que je puisse faire pour le moment.

Le sénateur Riley: Au moment où la première demande a été déposée, y a-t-il eu opposition de la part des sociétés pétrolières?

M. Blair: Oui. Il y a eu à mon avis plus d'opposition à cette proposition en 1977 et jusqu'en 1979 que pour tout autre projet.

Le sénateur Riley: Est-on intervenu quant à la demande?

M. Blair: On nous en a d'abord fait part en public. Je me souviens qu'au cours de la réunion annuelle de Imperial Oil en 1979, nous avons dû subir leurs critiques. Imperial Oil ne voulait pas que nous allions de l'avant avec ce projet. Il s'agissait d'une prise de position publique.

D'autres organisations comme «Independent Petroleum Association of Canada», sont intervenues au cours des audiences et se sont opposées au transport du gaz de l'Alberta vers les Maritimes. Il y avait des intérêts en jeu et l'on craignait que les producteurs de l'Alberta obtiennent un rendement net moindre du gaz naturel vendu dans les Maritimes que s'il était vendu sur un marché situé à proximité.

Il arrive parfois que l'on adopte de telles positions en tenant compte, par exemple, du calcul des effectifs, pour décider qu'il est préférable de ne pas entreprendre quelque chose. Nous sommes aussi producteurs de gaz naturel, et nous cherchons toujours à obtenir un rendement un peu plus élevé pour notre production. Notre société, et un grand nombre d'autres sociétés productrices, sommes fermement d'avis qu'il est beaucoup plus important d'avoir un marché canadien fort et d'obtenir moins pour le gaz naturel, pour des raisons commerciales autant que nationales, que de retarder le développement d'une nouvelle entreprise. Nous sommes d'avis que s'il doit y avoir des exportations de gaz naturel de temps à autre, nous devrions alors procéder à un examen attentif de toutes les possibilités raisonnables, et même certaines possibilités non raisonnables, pour desservir d'abord le marché canadien. Il s'agit là d'une politique beaucoup plus sage à notre point de vue que celle de l'industrie de l'Ouest de toujours vouloir augmenter les exportations. Il y a eu une certaine opposition, mais jusqu'à maintenant, nous avons réussi.

Le sénateur Riley: Si je comprends bien, le programme énergétique actuel a pour but, en encourageant l'utilisation de gaz naturel, de favoriser l'utilisation des résidus de pétrole des raffineries. Une des plus grandes, sinon la plus grande, est située à Saint-Jean. Pour recouvrer les résidus de pétrole, il leur faut éliminer le gaz naturel et le gaz propane, etc. Cela a-t-il des répercussions sur leur marché?

M. Blair: Les deux politiques vont dans la même direction. La substitution de gaz naturel au mazout, qui est fondamentalement une substitution du gaz naturel canadien au pétrole brut importé converti en mazout, va dans le même sens que le projet de l'Office national de l'énergie. Les raffineries procèdent à des opérations plus intensives dans le but de convertir ce qui a été vendu comme résidus et mazout, en essence et en carburant diesel et en produits distillés. Donc les deux aspects de la politique vont dans la même direction.

[Text]

Some months ago NOVA filed a study, a report, to the parliamentary committee which is studying the availability of new energy sources for the future. We showed, in the calculations of that report, that if Canada could achieve the same level of natural gas consumption for domestic, residential and commercial heating that presently exists in Alberta and Saskatchewan—if that degree of natural gas use could be made nationwide—it would more than eliminate the entire oil import needed in Canada. It does follow that coupled with that there would have to be a conversion by the refiners of more crude oil to gasoline and diesel fuel for motor fuel supply than presently occurs. Have I answered your question completely?

Senator Riley: Yes.

The Chairman: Senator Smith?

Senator Smith: Thank you, Mr. Chairman.

The Chairman: Senator Smith is another Nova Scotian.

Senator Smith: I was just going to say that I am from Nova Scotia, and also that I am from central Nova Scotia, where the pipeline has to go to get to Halifax, if it ever does go.

My recollection is, with reference to the application to the National Energy Board for the extension of the pipeline, that there were two opposing applications. I am not sure that I recall the names of the applicants correctly, but I think one was Q & M and the other was TransCanada, the two of them being subsequently merged. I believe it was the merged application—and I have forgotten in which name it was carried—

Mr. Blair: May I go back over this with you for a moment?

Originally, when all this started, which was in about 1976, it began with the proposal of Q & M, which was a NOVA company, or a company controlled by NOVA corporation, to extend the pipeline all the way from Montreal to the maritimes, and the whole thing was put forward as one package. Then, soon after, or fairly soon after, TransCanada Pipe Lines produced a rival proposal which would have built the line to Quebec City, initially, and then provided for a prospective extension on across the maritimes in the future. In a sense, then, for a year or so, there was a situation of rivalry between the two proposals. They were not exactly the same projects just put forward by different organizations; there were differences in timing, and some minor differences in route; but there was some rivalry in the situation.

Then, about a year ago, we decided, in both companies, that it was not particularly constructive to be hitting each other over the head with two applications to do a job which might turn out in the long run to be the same job, and so an agreement was reached between the two to stop being rivals and to join forces and do the whole job together. That agreement is still very much in force.

[Traduction]

Il y a quelques mois, NOVA a déposé une étude, un rapport, devant le comité parlementaire qui étudie les nouvelles sources énergétiques de l'avenir. Nous avons montré, dans les calculs de ce rapport, que si le Canada pouvait atteindre le même niveau de consommation de gaz naturel pour le chauffage résidentiel et commercial qui existe actuellement en Alberta et en Saskatchewan—si l'on pouvait atteindre ce degré de consommation de gaz naturel partout dans le pays—cela permettrait d'éliminer toutes les importations de pétrole au Canada. Il s'ensuit qu'il faudrait aussi une conversion par les raffineries d'une plus grande quantité de pétrole brut en essence et en carburant diesel pour les moteurs, que la production actuelle. Ai-je entièrement répondu à votre question?

Le sénateur Riley: Oui.

Le président: Sénateur Smith?

Le sénateur Smith: Merci, monsieur le président.

Le président: Le sénateur Smith est un autre Néo-Écossais.

Le sénateur Smith: J'allais justement dire que je viens de la Nouvelle-Écosse, et même du centre de la Nouvelle-Écosse, que le pipe-line doit nécessairement traverser pour se rendre à Halifax, s'il s'y rend un jour.

Je me souviens, au sujet de la demande présentée à l'Office national de l'énergie visant à prolonger le pipe-line, qu'il y avait deux différentes demandes en jeu. Je ne suis pas sûr de me rappeler correctement les noms des requérants, mais je crois qu'il s'agissait de Q & M et de TransCanada, qui ont par la suite fusionné leurs demandes. Je crois qu'il s'agissait d'une demande conjointe et j'ai oublié sous quel nom elle nous a été soumise...

M. Blair: Permettez-moi de vous en faire un bref historique pendant un moment?

Au départ, lorsque tout ceci a commencé, c'est-à-dire vers 1976, il y eut la proposition de Q & M, qui était une compagnie de la NOVA, ou une compagnie contrôlée par *NOVA Corporation*, visant à prolonger le pipe-line de Montréal jusqu'aux Maritimes, et le tout a été présenté en un seul bloc. Ensuite, peu après, ou assez tôt après, *TransCanada Pipe Lines* a émis une proposition rivale qui aurait permis la construction du pipe-line jusqu'à Québec, au départ, et qui ensuite prévoyait une prolongation future jusqu'aux Maritimes. Dans un certain sens, pendant au moins un an, les deux propositions ont été rivales. Il ne s'agissait pas exactement des mêmes projets présentés par des organismes différents; il y avait des différences de synchronisation, et certaines différences mineures de parcours; mais il y avait une certaine rivalité entre les deux.

Ensuite, il y a environ un an, nous avons décidé au sein des deux compagnies, qu'il n'était pas particulièrement constructeur de cultiver cette rivalité au sujet des deux demandes visant à exécuter un travail qui pourrait, en fin de compte, être le même travail; nous en sommes donc venus à une entente entre les deux pour arrêter d'être rivaux et pour joindre nos forces et exécuter tous les travaux ensemble. Cette entente fonctionne toujours très bien.

[Text]

At the time of the National Energy Board decision last May, however, what the National Energy Board actually did was approve the TransCanada application, which was to build the line from Montreal to Quebec City, and deny the Q & M application, which would have done that, and gone all the way across the maritimes; so that in an official, legal way, what exists at the moment is an approved TransCanada application to build the line to Quebec City, and an agreement between TransCanada and NOVA that whatever is approved will be merged and owned jointly by the two companies.

Senator Smith: I did not catch the last sentence.

Mr. Blair: I said that whatever is approved by the National Energy Board now, or approved by the National Energy Board in the future, will be owned jointly by TransCanada Pipe Line and NOVA. So we do have a merged project. It is one that is kind of cut up right at the moment, however.

Senator Smith: Then I gather the new application has been made, or is being made soon—I am not sure which. Who is carrying the burden of that application, which, as I understand it, refers to the portion of the line from Quebec to Nova Scotia?

Mr. Blair: Well, originally the real responsibility for that was that of the Q & M Pipe Line Company, because it was their application that was before the board; so the Q & M people are, as it were, in the front line of this work. The Q & M people and the TransCanada people, however, are now working out of a common office, with all the resources of both companies behind them, but the whole project, going all the way across Nova Scotia at this stage, has the complete support of both the TransCanada and NOVA organizations. It is also being carried forward within the framework of an agreement which provides that whatever is built will be owned jointly by &e1;80 those two companies and sponsored jointly by them.

Senator Smith: I see. Thank you.

I have not read anything but newspaper reports about it, but my recollection of the National Energy Board decision denying the extension beyond Quebec is that it was based primarily on environmental considerations; that is, that sufficient environmental studies had not been made to satisfy the board with regard to the environmental effects of the pipeline construction. Is my recollection correct, or were there other reasons?

Mr. Blair: Your recollection is correct, but I could give you a little better review of that decision.

There were two main reasons given by the National Energy Board for its decision to deny the application to build the line across New Brunswick and Nova Scotia. One reason was the board's allegation that the environmental work in New Brunswick was not as complete as it should be. That allegation was based, in part, on positions taken by the Province of New Brunswick, which the National Energy Board said the Government of New Brunswick had taken through its intervention.

[Traduction]

Au moment où l'Office national de l'énergie a rendu sa décision en mai dernier, toutefois, il n'a vraiment fait qu'approuver la demande de *TransCanada* qui consistait à construire le pipe-line de Montréal à Québec et a refusé la demande de Q & M, qui aurait fait ce parcours, et se serait rendu jusqu'aux Maritimes; de telle sorte qu'officiellement et juridiquement, il n'existe à l'heure actuelle que la demande approuvée de *TransCanada* visant à construire le pipe-line jusqu'à Québec, et une entente entre *TransCanada* et *NOVA* selon laquelle tout ce qui est approuvé sera fusionné et possédé conjointement par les deux compagnies.

Le sénateur Smith: Je n'ai pas bien compris la dernière phrase.

M. Blair: J'ai dit que tout ce qui est approuvé par l'Office national de l'énergie maintenant, ou dans l'avenir, sera possédé conjointement par *TransCanada Pipe Lines* et par *NOVA*. Nous avons donc un projet fusionné qui est toutefois découpé pour le moment.

Le sénateur Smith: Si je comprends bien, alors, la nouvelle demande a été faite ou le sera bientôt—Je ne suis pas trop sûr du temps à utiliser. Qui est chargé de cette demande, qui, si je comprends bien, a trait à la portion du pipe-line qui va du Québec à la Nouvelle-Écosse?

M. Blair: Au départ la responsabilité réelle du projet incomrait à la Q & M Pipe Line Company, parce que c'était sa demande qui avait été présentée à l'Office; c'est pourquoi Q & M est chef de file dans l'exécution de ces travaux. Q & M et TransCanada, toutefois, travaillent maintenant à partir d'un bureau commun, et toutes les ressources des deux compagnies sont derrière elles. Mais le projet tout entier, qui traverse maintenant la Nouvelle-Écosse jouit de l'appui total des deux organismes TransCanada et NOVA. Il est exécuté dans le cadre d'une entente qui prévoit que toute construction appartiendra conjointement à ces deux compagnies et sera commandée conjointement par elles.

Le sénateur Smith: Je vois, merci.

Je n'ai rien lu à ce sujet sauf des articles de journaux mais je me souviens de la décision de l'Office national de l'énergie qui refusait la prolongation au-delà de Québec, et qui se fondait principalement sur des considérations d'ordre écologique: c'est-à-dire qu'on n'avait pas effectué d'études écologiques suffisantes pour satisfaire l'Office en ce qui a trait aux répercussions environnementales de la construction du pipe-line. Ma mémoire est-elle bonne ou y avait-il d'autres raisons?

M. Blair: Votre mémoire est très bonne, mais je pourrais vous éclairer un peu mieux sur cette décision.

L'Office national de l'énergie a donné deux principales raisons pour expliquer sa décision de refuser la demande visant à faire passer le pipe-line par le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse. Premièrement, l'Office alléguait que les études écologiques au Nouveau-Brunswick n'étaient pas aussi complètes que souhaitées. Cette allégation était fondée partiellement sur les positions prises par la province du Nouveau-Brunswick, suivant une intervention de l'Office national de l'énergie comme l'a précisé ce dernier.

[Text]

As far as that allegation goes, and while observing the necessary proprieties of respect for the board's decision, we pointed out, and we still feel, that the work done across New Brunswick was of similar intensity and quality to the work done across Quebec and Nova Scotia, and that there wasn't any really basic reason to set the application back because of detailed environmental studies, which always have to follow any certificate and which are completed in due course. It is just a question of how much detail you can provide at that stage, until everybody has been heard from. We have therefore gone back to make representations that that, really, was not a fundamental reason for delaying this work.

The other main reason cited by the board is that they said we had not yet taken into account the results of wells which were planned, or which may be planned, for drilling in the offshore areas of east coast Canada, to which our response is, and will be, that if we waited to take into account the results of wells which may be drilled, we would be committing the whole process to a deferment into the indefinite future, and that we would do much better to go with the information we have now and adjust as necessary in the future.

You brought me back to the question of whether a new application has been filed. The answer to that at this stage is that a new application has not been filed, because we are still, as it were, milling around trying to understand what would be the best thing to do. The Province of Nova Scotia, you may remember, had appealed the National Energy Board's decision, and asked the National Energy Board to re-open their consideration of the matter. Last week the National Energy Board denied the application of the Province of Nova Scotia and said they would not re-open it; but certain things have been said in very definite terms in the last days about the readiness of the government and the National Energy Board to receive more information and to get the whole business rolling again. We are working on that with them at the moment.

The Chairman: A new application?

Mr. Blair: I am not positive today whether it should be a new application, or another filing for looking at the old one; because one of the practical aspects of all of this is the rigorous requirements of the National Energy Board Act. Each application takes a tremendous amount of material and the expenditure of a great deal of money. Also, each new application involves a fixed schedule of time being available to intervenors and other parties, which can all add up to many years of work. We are not scared of either work or expenditure, but we are just trying to find the smoothest and fastest way through this procedure and, as of today, we have not quite decided what that will be.

Senator Smith: Sa far as the environmental objection goes, has that now been removed either by further environmental work or perhaps the board's understanding that your contention is correct and that this work was done in the first place?

[Traduction]

Pour ce qui est de cette allégation, et sauf le respect que l'on doit à la décision de l'Office, nous avons fait observer, et nous l'estimons toujours, que les travaux effectués pour traverser le Nouveau-Brunswick étaient d'une qualité semblable aux travaux effectués au Québec et en Nouvelle-Écosse, et qu'il n'y avait pas de raison réellement fondamentale de rejeter la demande sous prétexte de l'absence d'une étude écologique détaillée, qui doit toujours suivre un certificat donné et qui est exécutée en temps voulu. Il s'agit simplement de prévoir la somme de détails que vous pouvez fournir à ce stade-ci, jusqu'à ce que chacun ait pu se faire entendre. Nous sommes donc revenus souligner qu'en fait, il ne s'agissait pas d'une raison fondamentale pour retarder ces travaux.

L'autre principale raison donnée par l'Office était que nous n'avions pas encore tenu compte des résultats des puits qui avaient été projetés, ou qui peuvent l'être, pour le forage dans les régions offshore de la côte est du Canada. Nous avons répondu et répondrons que si nous attendions de recevoir les résultats des puits susceptibles d'être forés, nous retarderions indéfiniment le processus et qu'il valait mieux nous contenter de l'information dont nous disposons à l'heure actuelle et apporter les corrections nécessaires plus tard.

Vous m'avez ramené à la question de savoir si une nouvelle demande avait été déposée. Je voudrais répondre qu'aucune nouvelle demande n'a été déposée à ce stade-ci parce que nous nous demandons encore ce qu'il conviendrait le mieux de faire. La province de la Nouvelle-Écosse, vous vous en souviendrez peut-être, en avait appelé de la décision de l'Office national de l'énergie, et avait demandé à l'Office de réétudier la question. La semaine dernière, l'Office national de l'énergie a rejeté la demande de la province de la Nouvelle-Écosse et a déclaré qu'il ne la reconsidérerait pas; mais certaines choses ont été dites dans des termes très précis au cours des derniers jours au sujet de la bonne volonté du gouvernement et de l'Office national de l'énergie pour recevoir plus de renseignements et mettre toute cette affaire en marche. Nous travaillons à ce projet avec lui à l'heure actuelle.

Le président: Une nouvelle demande?

M. Blair: Je ne suis pas certain aujourd'hui s'il devrait y avoir une nouvelle demande, ou une autre demande visant à examiner l'ancienne. En effet, d'un point de vue pratique, nous devons nous conformer rigoureusement à la Loi sur l'Office national de l'énergie. Chaque demande suscite une somme considérable de documents et des dépenses énormes. De plus, chaque nouvelle demande requiert un calendrier fixe du temps qui sera consacré aux intervenants et aux autres parties, ce qui peut prendre de nombreuses années de travail. Nous ne sommes pas effrayés par le travail ou les dépenses, mais nous essayons simplement de trouver le moyen le plus efficace de mener cette procédure à bien, mais nous n'y sommes pas encore arrivés.

Le sénateur Smith: En ce qui concerne l'opposition pour des raisons écologiques, des travaux ont-ils été faits en ce sens pour la faire disparaître ou l'office est-il d'avis que vous aviez raison et que ces travaux avaient déjà été effectués?

[Text]

Mr. Blair: I believe so. I know that Q & M has a letter from the Province of New Brunswick which indicates that the Province of New Brunswick did not really have a basic objection to the environmental work in the past proceeding.

I understand that a very good case can be made that sufficient environmental work has been done to allow the pipeline to proceed. I am being careful in my choice of words about this because these are all regulatory proceedings and, from a practical point of view, I never bind myself. I believe that we have had much more environmental work done in that whole proposal with respect to New Brunswick, Nova Scotia and Quebec than any pipeline application in Canada anywhere had before. I am not taking away from Foothills—they have done a tremendous job, but it is not that there was not some environmental work done.

Senator Smith: I have a few other questions I should like to ask, but I do not want to usurp too much time.

The Chairman: Perhaps Senator van Roggen would like to ask his questions.

Senator van Roggen: I just have one question, and it was partly answered by Mr. Blair in his response a few moments ago. I am one of those who think it is a disgrace that this pipeline was not built five or six years ago. I would like to get a ballpark figure of what we could favourably do to our balance of payments if this line were built. I appreciate the answer to that would depend on what penetration of the market you have, but you must have a minimum penetration in mind to justify the construction of the line. Of course, that would be the lowest figure, converted from our price of gas into foreign oil, \$38 or \$40 a barrel. Then, what would be the maximum effect on our balance of payments with a reasonably high penetration of the market other than, of course, vehicle gasoline? Is it a minimum of \$1 billion and a maximum of \$2 billion? I am only looking for a ballpark figure.

Mr. Blair: Perhaps Bruce Simpson would track my answers to you and then correct or add to them. The capital investment to put in the grid, the main transmission line across Quebec, New Brunswick and Nova Scotia, is somewhat over \$1 billion of estimated capital investment. It has also been estimated that the corresponding distribution systems that would be put in by the provinces, municipalities or local companies would be of a similar scale of investment—somewhat over \$1 billion. In terms of direct local investment, we are dealing with upwards of \$2 billion and its effect on the economy.

Going to the balance-of-payments questions, my recollection is that the immediate displacement of crude oil which would be afforded by the whole system was to be in the order of 75,000 or 80,000 barrels a day of crude oil imports.

Senator van Roggen: Which would be about \$1 billion a year.

Mr. Blair: This would directly reduce it by over \$1 billion a year.

[Traduction]

M. Blair: Je le pense. Je sais que la société Q & M a reçu une lettre de la province du Nouveau-Brunswick dans laquelle cette dernière n'émet aucune objection de principe quant aux travaux écologiques effectués par le passé.

Je pense donc que nous pouvons conclure que suffisamment de travail a été fait en ce sens pour permettre le commencement des travaux de construction du pipe-line. Si je pèse bien mes mots, c'est qu'il s'agit de toute une procédure de réglementation et pour des raisons d'ordre pratique, j'essaie de ne jamais m'engager. Je pense que nous avons effectué plus de recherches écologiques pour ce projet au Nouveau-Brunswick, en Nouvelle-Écosse et au Québec que pour tout autre projet au Canada. Je n'oublie pas la Foothills qui a fait un excellent travail, mais on ne pourra jamais dire qu'on n'a pas fait d'étude écologique dans ce cas.

Le sénateur Smith: J'aimerais poser d'autres questions, mais je ne veux pas prendre tout le temps.

Le président: Le sénateur van Roggen aimerait peut-être poser sa question.

Le sénateur van Roggen: J'ai une question à poser, mais M. Blair y a déjà répondu en partie il y a quelques minutes. Je ne suis pas le seul à penser qu'il est fort regrettable que ce pipe-line n'ait pas été construit il y a cinq ou six ans. J'aimerais avoir une idée approximative de l'incidence positive que la construction de ce pipe-line pourrait avoir sur notre balance des paiements. Je sais bien que la réponse dépend du degré de pénétration du marché, mais vous avez certainement une idée du degré minimal de pénétration pour justifier la construction de ce pipe-line. Bien entendu, j'aimerais avoir votre estimation minimale, à partir de la conversion du prix de notre gaz en pétrole étranger à savoir, de \$38 à \$40 le baril. J'aimerais savoir également l'incidence maximale que pourrait avoir une pénétration suffisamment importante du marché sur notre balance des paiements, mis à part, bien entendu, l'essence pour les véhicules automobiles? S'agit-il d'un minimum de \$1 milliard et d'un maximum de \$2 milliards? J'aimerais avoir des chiffres approximatifs.

M. Blair: Bruce Simpson me corrigera si je me trompe. L'investissement en capital dans le réseau, c'est-à-dire la canalisation principale à travers le Québec, le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse s'élève à plus de \$1 milliard de l'investissement prévu. Il a également été prévu que le système de distribution correspondant qui serait construit par les provinces, les municipalités ou les sociétés locales exigera un niveau d'investissement semblable, à savoir, de \$2 milliards. En termes d'investissement local direct, il s'agit de plus de \$2 milliards et de l'incidence de cette somme sur l'économie.

Pour ce qui est de la question de la balance des paiements, je pense me rappeler que ce réseau permettra le transport de 75 à 80,000 barils par jour de pétrole brut importé.

Le sénateur van Roggen: Ce qui équivaudrait à près de \$1 milliard par an.

M. Blair: Soit une réduction directe de plus d'un milliard de dollars par an.

[Text]

Then there is the other point which people are starting to pay more attention to now, and that is that there are some hidden advantages, as you would know, within a figure that. The \$40 a barrel that goes offshore has gone totally out of our system, whereas the \$40-a-barrel calculation inside would remain in Canada.

Senator van Roggen: My immature economic mind thinks of balance-of-payments improvements being much more important dollars than even federal deficit dollars, not that they both cannot be addressed.

Mr. Blair: I welcome and appreciate your remarks about the tardiness of this development from a Canadian national point of view. You said it very bluntly, and I appreciate that.

Senator van Roggen: I was happy to see the statement of the minister on the new energy policy relative to this, and I trust the National Energy Board can read the headlines and that you will be back before them very soon.

Senator Smith: Mr. Blair indicated that the pipeline proposed to be built from Quebec to Nova Scotia would be reversible; in fact, I think the words he used were, "absolutely reversible." What is required in order to make a pipeline capable of reversibility as opposed to building one that is never intended to be reversible?

Mr. Blair: There are several of us who are equipped to answer, and I am sure you would like to hear another voice for a moment, since I have been answering several questions.

Mr. Deyell: It is a very simple matter to reverse a gas pipeline. The pipe itself is capable of operating at the same pressure throughout its entirety.

Senator Smith: That is assuming it is the same diameter?

Mr. Deyell: That is right. The only thing that happens, if it is not the same diameter, is that you have to loop the section that is not the same diameter and you can get more capacity by doing that. To get the gas flowing in the first place the only thing that is necessary to do, if there is not sufficient gas pressure in the field itself, is to reverse the flow through the compressor stations. Some small amount of piping has to be done to reverse that, so it is as simple as that. The pipeline itself is quite capable of moving in either direction, but you are quite right in saying that in this particular one it will probably be telescoped from one end to the other in size only. Depending on how much gas would be coming in from shore, you might have to do some looping at the far end.

Senator Smith: That would be the small end, so to speak?

Mr. Deyell: Yes.

Senator Smith: The flow of gas is maintained, I suppose, by the pressure generated by the compressor stations?

Mr. Deyell: Yes, that is correct.

[Traduction]

Mais il y a une autre question qui suscite de plus en plus d'intérêt et il s'agit des avantages secondaires que cache un chiffre pareil. Les \$40 le baril à l'importation sortent complètement de notre économie tandis que ces \$40 resteraient au Canada.

Le sénateur van Roggen: Je ne suis pas très versé en économie, mais il me semble que les dollars que représente l'amélioration de la balance des paiements sont beaucoup plus importants que les dollars du déficit fédéral, ce qui ne veut pas dire qu'on ne puisse pas se pencher sur les deux aspects.

M. Blair: J'apprécie beaucoup vos commentaires sur le retard de ces travaux à l'échelle nationale. Vous en parlez en termes très directs et je vous en sais gré.

Le sénateur van Roggen: J'étais heureux de voir la déclaration du ministre sur la nouvelle politique énergétique en ce qui concerne cet aspect en particulier. J'espère qu'on lit les manchettes à l'Office national de l'énergie et que vous les rencontrerez de nouveau bientôt.

Le sénateur Smith: Monsieur Blair a mentionné le fait que le pipe-line qu'il est proposé de construire du Québec à la Nouvelle-Écosse aura un débit réversible. En fait, je pense qu'il a parlé de débit absolument réversible. Qu'est-ce qui fait qu'un pipe-line a un débit réversible?

M. Blair: Il y a plusieurs autres personnes en mesure de vous répondre et j'aimerais que quelqu'un d'autre prenne la parole, comme j'ai déjà répondu à plusieurs questions.

M. Deyell: C'est très simple que de renverser le débit d'un gazoduc. La canalisation même peut fonctionner au même niveau de pression sur tout le réseau.

Le sénateur Smith: En supposant que le diamètre soit uniforme?

M. Deyell: C'est exact. Lorsque le diamètre n'est pas uniforme, il faut construire une boucle de dérivation dans le tronçon dont le diamètre n'est pas le même, ce qui augmente la capacité. Pour que le gaz commence à se déplacer, il suffit, si la pression locale n'est pas suffisante, de renverser le débit au moyen de la station de compression. Ce procédé ne nécessite qu'un peu de tuyauterie—c'est donc très simple à réaliser. Le pipe-line en soi est capable de transporter le produit dans un sens comme dans l'autre, mais vous avez raison de dire que dans ce cas précis il sera probablement télescopé d'un bout à l'autre pour ce qui est du diamètre. Selon le volume du gaz offshore, il pourrait s'avérer nécessaire de construire une boucle de dérivation à l'autre bout.

Le sénateur Smith: C'est-à-dire le petit bout, pour ainsi dire?

M. Deyell: C'est exact.

Le sénateur Smith: Je suppose que le débit de gaz est maintenu grâce à la pression créée par les stations de compression?

M. Deyell: C'est exact.

[Text]

Senator Smith: Is that pressure capable of being exerted forward?

Mr. Deyell: Yes, it is just the way you pipe the particular compression equipment. You can turn it in any direction you want.

Is there some possibility that you have in the back of your mind the question of liquid lines? If that is the problem in your mind, I should like to assure you that liquid lines are not designed to work in different directions. Usually liquid lines telescope in size and wall thickness of the pipe. That is the normal way to build a major liquid pipe.

Senator Smith: I am not quite sure what was troubling me. With reference to the telescoping, I take it that the first line built will be telescoped—that is to say, it will be smaller at the exit end in Nova Scotia than it will be at Quebec?

Mr. Deyell: Yes. I am not familiar with the details of exactly what the sizes are, but I know it is planned to telescope it. We start off building the largest-diameter pipe we think we can economically. It is usually the pipe itself that is over-sized to begin with. As we tick off the major loads for such cities as Quebec and other major cities along the line, it will not be necessary to have as big a line going through to the coast.

Senator Smith: I suppose if you build in a straight line from Quebec, there will be a mileage where there is no possibility of sale?

Mr. Deyell: Yes, that is correct, except for some small residential sales which are rather insignificant.

Mr. Blair: There is a zone in eastern Quebec and western New Brunswick where sales are really minimal. Other organizations have said that the right way to do this would be to stop the Alberta gas at Montreal and tie that eastern system into any offshore gas that may be developed and not bother to build the link in between because it is uneconomic.

For those of us who believe in the extension of the Canadian grid, I do not think you should cut economics that thin. There is a great deal to be said about having both sources of supply available. One of the staunch supporters of this proposal in its early years was Premier Lougheed, who thought it was a very proper posture for Alberta, as a province, to be encouraging the approach that its gas should be available to several provinces, not just to Quebec but also to New Brunswick and Nova Scotia. We think it is basic that there should be flexibility and security of getting supply from both directions. Then the practical point is that the Alberta gas may be all that is available for many years. We just do not know that.

We have done the design and the location for the line up to Sable Island, and the latest design of the line down to north of Haliac takes into account and adds some more capacity in the prospect that there will be gas coming back in the other direction. It is a line that is sized to anticipate that possibility,

[Traduction]

Le sénateur Smith: Mais cette pression peut-elle être exercée vers l'avant?

M. Deyell: Oui, c'est une simple question d'équipement de compression. Il peut être dirigé dans n'importe quelle direction.

Serait-il possible que ce soit aux canalisations pour gaz liquéfié que vous pensiez? Si c'est ce qui vous pose un problème, laissez-moi vous dire que celles-ci ne pas pas conçues pour aller dans des directions différentes. Il y a habituellement réduction du diamètre des tuyaux (télescopage), ainsi que de l'épaisseur de leurs parois. C'est là la façon usuelle de construire les principales canalisations pour gaz liquéfié.

Le sénateur Smith: Je ne sais pas au juste ce qui me troublait. Pour ce qui est du télescopage, je crois comprendre que la première canalisation construite sera télescopée—c'est-à-dire qu'elle sera plus étroite à son extrémité, en Nouvelle-Écosse, qu'au Québec?

M. Deyell: Oui. Je ne sais pas au juste quels sont les diamètres, mais je crois qu'on a prévu le télescopage. Nous commençons par aménager la canalisation qui aurait le diamètre le plus large, tout en étant rentable. Le tuyau est habituellement très gros au début. Une fois les quantités plus importantes de gaz livrées à des villes comme Québec et d'autres villes importantes, le long du parcours, il ne sera pas nécessaire que le diamètre de la canalisation se rendant sur la côte soit aussi grand.

Le sénateur Smith: J'imagine que si vous construisez en ligne directe à partir de Québec, il n'y aura sur une certaine distance aucune possibilité de vente?

M. Deyell: Oui c'est exact, à l'exception de quelques petites ventes résidentielles de peu d'importance.

M. Blair: Il y a une zone dans l'est du Québec et l'ouest du Nouveau-Brunswick où les ventes sont très minimes. D'autres sociétés croient que la meilleure façon de procéder serait d'arrêter le pipe-line de l'Alberta à Montréal et de relier le système de l'est à un puits de gaz naturel au large des côtes, car l'aménagement des tuyaux de raccord ne présente à leurs yeux aucun avantage économique.

A ceux d'entre nous qui croient à l'extension du réseau canadien, je dirais qu'il ne faut pas penser à de telles économies. Il serait à mon avis très avantageux d'avoir deux sources d'approvisionnement. Un des grands défenseurs de cette proposition, lorsqu'elle a été lancée, a été le premier ministre Lougheed qui croyait que l'Alberta se devait, en tant que province, d'offrir son gaz naturel à plusieurs provinces, non pas seulement au Québec, mais également au Nouveau-Brunswick et à la Nouvelle-Écosse. Il ne fait aucun doute à notre avis qu'il serait plus facile et plus sûr de s'approvisionner à deux sources. Il demeure tout de même que seul le gaz de l'Alberta sera disponible pendant un certain nombre d'année encore. Nul ne sait ce que nous réserve l'avenir.

Le pipe-line allant jusqu'à l'Île de Sable a déjà été prévu et la dernière étude du pipe-line s'étendant au nord d'Halifax tient compte du fait que du gaz proviendra de l'autre direction. Le pipe-line a été conçu en fonction de cette possibilité, mais il demeure que seul l'Ouest du Canada a du gaz en excédent.

[Text]

but still the reality is that the one place that we have excess gas now is in western Canada.

Senator Yuzyk: Mr. Chairman, may I introduce the Speaker of the Legislature of Manitoba, Mr. Graham? He is very much interested in our committee work, and I told him that he is welcome to sit in on your meeting.

The Chairman: I am glad to have you with us, Mr. Graham. Please have a chair. Have you explained to Mr. Graham what the committee is dealing with?

Senator Yuzyk: Yes, I have explained it to him.

Senator Smith: If I could resume, then, Mr. Chairman, turning to the possibility of gas from Sable Island for the moment, I do not know whether or not there will be commercial boundaries. I am assuming for the moment that turns out to be the case within the next five or six years. I suppose that at that stage, when that gas is being brought ashore, there will be a diminishing requirement for gas from the west to continue to flow through that pipeline. As an alternative, I suppose, that the flow would begin from the east towards the west. How far is it envisaged that that flow would be carried?

The Chairman: Just before you answer that, are you not planning to extend your Halifax line into the New England states for export in the future?

Senator Smith: That was my next question.

The Chairman: Oh, I am sorry.

Senator Smith: I was then going to say, what about export, and if it were to be exported, where would the export point be—that is, the border crossing point?

Mr. Blair: Several different answers are required to different components of your question. The best information that we have obtained from the producing companies is that the earliest time at which gas might be delivered from Sable Island to the mainland would probably be in 1987. I think there have been one or two statements made about 1986, but the best information we can get is 1987, at the earliest. We are all for the exploration and wish it well, and our companies, of course, do some exploration. But turning back to the marketing and security of supply aspect of this, we have to say we work with what we know about for sure and do not ask people to wait for what may happen.

If Sable Island develops, as we hope it will, into a major natural gas supply area, or if other natural gas pools are identified off the east coast for delivery, say, in the 1990s, it is quite possible that their production would back Alberta gas right back to Montreal or even west of Montreal within the Canadian market.

We have applied also, through Q & M, to export some gas into the New England states. Our choice of location to do that would be southwest of Saint John and crossing immediately to the southeastern border of New Brunswick. Our reason for proposing that sale initially was to build up the load through the system to reduce the cost of carrying all of the gas, including the cost to the Canadian markets. Of course, it is

[Traduction]

Le sénateur Yuzyk: Monsieur le président, puis-je présenter l'orateur de l'Assemblée législative du Manitoba, M. Graham? Il s'intéresse de très près aux travaux de notre comité et je lui ai dit qu'il serait le bienvenu parmi nous.

Le président: Il me fait plaisir de vous compter parmi nous, M. Graham. Veuillez vous asseoir. Avez-vous expliqué à M. Graham ce dont le comité s'occupe?

Le sénateur Yuzyk: Oui, je l'ai fait.

Le sénateur Smith: Si vous me permettez de poursuivre, monsieur le président, je dirais, pour ce qui est de la possibilité de gaz en provenance de l'Île de Sable, que je ne sais pas s'il y aura des frontières commerciales. Si tel était le cas au cours des cinq ou six prochaines années, j'imagine qu'au moment où ce gaz sera amené à la terre ferme, une quantité moindre de gaz en provenance de l'Ouest sera susceptible d'être acheminée par ce pipe-line. Je suppose qu'en revanche, du gaz sera acheminé d'Est en Ouest. Jusqu'où prévoit-on l'acheminer?

Le président: Avant de répondre à cette question, dites-nous si vous avez l'intention de prolonger le réseau d'Halifax jusqu'aux États de la Nouvelle-Angleterre en prévision d'exportations futures?

Le sénateur Smith: C'eut été ma prochaine question.

Le président: Je vous demande pardon.

Le sénateur Smith: Je voulais parler des exportations et de l'endroit où le gazoduc traverserait la frontière.

M. Blair: Il y a diverses réponses aux divers éléments de votre question. Selon les renseignements que nous a fournis la société de production, le gaz serait probablement acheminé de l'Île de Sable vers le continent, en 1987, ou avant cette date. On a parlé une ou deux fois de 1986, mais selon nos renseignements, ce ne serait pas avant 1987, au plus tôt. Nous sommes tous en faveur de l'exploration, nous souhaitons qu'elle porte fruit et, bien entendu, nos sociétés s'intéressent activement à ce domaine. Toutefois, pour en revenir aux aspects de la question visant la mise en marché et de la sûreté de l'approvisionnement, nous devons nous baser sur ce que nous tenons pour certain sans demander aux gens d'attendre pour voir ce qui pourrait se produire.

Si l'Île de Sable s'avère une région importante d'approvisionnement en gaz naturel, ou si l'on découvre d'autres gisements de pétrole au large de la côte est dont la livraison se ferait, disons, au cours des années 1990, il est fort possible que la production fasse reculer le gaz de l'Alberta jusqu'à Montréal et même plus à l'ouest de Montréal.

Grâce à la Q & M, nous avons également demandé la permission d'exporter certains volumes vers les États de la Nouvelle-Angleterre. L'endroit que nous avons choisi se situe au sud-ouest de St-Jean; le gazoduc se dirigerait immédiatement vers la frontière sud-est du Nouveau-Brunswick. Nous avons proposé la vente pour augmenter le volume dans le réseau et réduire le coût du transport de ce gaz y compris le

[Text]

still conjectural whether there will be additional Canadian exports approved. There is considerable thinking in Alberta that the New England market is a desirable, proper market for some excess Alberta gas to go through, and there is also considerable thinking that, politically, it would be well to have the political strength of the New England states behind a project which is basically going into place for Canadian purposes that could be used by Canada in its overall relationships with the United States. Have I been complete to the point that you asked?

Senator Smith: Yes, I think you have, but your answer has raised another question in my mind. Is it contemplated that perhaps Alberta gas could be carried eastward and exported into the area you just mentioned without regard to whether or not any gas comes from Sable Island?

Mr. Blair: Yes, that is possible.

Senator Riley: Has the proposed project for an LNG terminal to supply both New Brunswick and the eastern states more or less gone out the window now? I know CP have withdrawn.

Mr. Blair: I want to be careful in remarking on some other companies' projects so as not to be unnecessarily quick to say they have gone out the window, but the impression that we have is that there is not a very active sponsorship any longer for a terminal of that sort down by Saint John. The most active sponsorship at the moment is through the province of Quebec in respect of Gros Cacouna, and also on the St. Lawrence River and the Cape Breton regional corporations and public bodies in respect of Canso. I do not want to be the one to dismiss the New Brunswick terminal, but my best answer to you is that it appears to me there is not, at the moment, an active promotion of that terminal site.

Senator Riley: I did not think there was. One other question. If they get the natural gas in commercial quantities from the Sable Island offshore area, how will that gas be transported? Will it be converted to LNG and brought into Halifax?

Mr. Blair: Our information, and also our engineering assessment in our own company, is that the gas would come from Sable Island to mainland Nova Scotia by a conventional underwater pipeline system, of which we have done enough preliminary work to have some idea of cost and sizing, although it is too early to really design a system. The apparent best location for landing the gas would be somewhat north of Halifax.

Senator Riley: As I understand it, Irving Oil and Southern Cal are carrying on drilling operations near Sussex, New Brunswick. Have you any news on that?

Mr. Blair: I do not have anything on that. The only drilling that our own companies are party to at the moment is a program which we have underway by Stellarton in Nova Scotia, and also another one up at Cape Breton to recover methane gas from coal seams—which is not really oil industry work. It is a kind of marriage of technology we have developed in Alberta with the coal resources of Nova Scotia. I could tell

[Traduction]

coût pour les marchés canadiens. Bien entendu, il reste encore à savoir si l'on permettra une augmentation des exportations canadiennes. En Alberta, beaucoup de gens semblent croire que le marché de la Nouvelle-Angleterre est souhaitable et approprié car il permettrait d'écouler certains excédents dans les volumes de gaz albertain et sur le plan politique, il serait bon que le projet soit épaulé par les états de la Nouvelle-Angleterre car, même s'il intéresse directement les Canadiens, il pourrait servir à améliorer les relations entre les États-Unis et le Canada. Ai-je été aussi précis que vous le souhaitiez?

Le sénateur Smith: Je le crois, mais votre réponse soulève une autre question. Prévoit-on la possibilité d'acheminer le gaz de l'Alberta vers l'Est et de l'exporter dans la région que vous avez décrite, quelle que soit la situation à l'Île de Sable?

M. Blair: Oui, il serait possible de le faire.

Le sénateur Riley: Le projet d'un terminal de gaz naturel liquéfié pour approvisionner à la fois le Nouveau-Brunswick et les États de l'est a-t-il été écarté pour le moment? Je sais que la CP s'est retirée.

M. Blair: Je veux être prudent en discutant des projets des autres sociétés et éviter d'être trop empressé à dire qu'elles ont mis le projet de côté, mais nous avons l'impression que la ville de St-Jean ne s'intéresse plus très vivement au projet d'un terminal du genre. A l'heure actuelle, c'est la province de Québec qui exerce des pressions pour que le terminal soit situé à Gros Cacouna et le long du St-Laurent et parallèlement, les sociétés régionales et les organismes publiques du Cap Breton, pour que ce soit Canso. Je ne veux pas être celui qui sonne le glas du terminal du Nouveau-Brunswick, mais tout ce que je peux vous dire est qu'à l'heure actuelle, on ne semble pas multiplier les efforts pour favoriser ce site.

Le sénateur Riley: C'était mon avis. Une autre question. Si l'on peut obtenir des volumes commerciaux de gaz naturel dans la région au large de l'Île de Sable, comment le transporterait-on? Serait-il converti en gaz naturel liquéfié et acheminé à Halifax?

M. Blair: D'après nos renseignements et d'après les études faites par des ingénieurs de notre société, le gaz serait transporté depuis l'Île de Sable à la Nouvelle-Écosse par un système de gazoduc souterrain classique; nous avons déjà fait suffisamment d'études préliminaires dans ce domaine pour avoir une idée du coût et de l'envergure bien qu'il soit encore trop tôt pour concevoir ce système. Il semblerait que le meilleur endroit où l'on puisse faire arriver le gaz serait un peu au nord de Halifax.

Le sénateur Riley: Si je comprends bien, la Irving Oil et la Southern Cal ont entrepris des travaux de forage près de Sussex au Nouveau-Brunswick. Qu'en savez-vous?

M. Blair: Je ne suis pas au courant. Les seuls travaux de forage initiés par nos sociétés à l'heure actuelle s'inscrivent dans le programme que nous avons entrepris avec la Stellarton en Nouvelle-Écosse et un autre au Cap-Breton, pour récupérer le méthane des veines de charbon, ce qui n'intéresse pas l'industrie pétrolière proprement dite. Il s'agit plutôt d'un mariage de technologies mis au point en Alberta, en raison des

[Text]

you all about that at some time if the committee was interested, and, of course, we could come back with a more complete presentation on the Quebec and maritime pipeline extension at any time in the future if the committee wishes to schedule that. The drilling I referred to is the only work in which I have any direct knowledge at the moment.

Senator Smith: Mr. Chairman, I thought I heard Mr. Blair, earlier in the meeting, mention Canso in connection with liquefied natural gas. I did not quite catch what he said. Did you indicate, Mr. Blair, that there was an application pending before the National Energy Board in relation to some kind of liquid natural gas establishment in the Canso region?

Mr. Blair: Yes, sir. It is based on this, that there is another application recently filed with the National Energy Board by a team of companies which is led by Petro-Canada—and, of course, the second company, the original partner, and still the second largest company is our own NOVA. Some others, including Dome Petroleum and TransCanada Pipe, have become involved more recently. That application is to produce natural gas in the Canadian Arctic Islands, convert it to liquefied natural gas up there, carry it by tanker down the west side of Greenland, and land it at some place in maritime Canada for its regasification and introduction to a natural gas pipeline system. So the two proposals tie together considerably.

Now that the gas pipeline eastward to Quebec City has been approved, there is a basis existing now for the promotion of that terminal even within Quebec, and the Government of Quebec is working very hard to put forward their candidate in the place we referred to—the Gros Cacouna site.

In Nova Scotia there are private citizens and some regional corporations, including the Cape Breton Development Corporation, who are also very active in putting forward the view that Canso should be the site of the regasification terminal as a form of industrial development. But to have Canso qualify for that investment, it requires that there be a pipeline to Canso to put natural gas in. So they have become our natural allies in support of getting the pipeline into Nova Scotia.

Senator Smith: I take it from what you have said that the two locations—Canso and Gros Cacouna—are exclusive. If you take one, you do not get the other.

Mr. Blair: In terms of the initial selection, yes. I think it is one of those contests or choices in which there will be only one winner. It is possible that over the years there might be reasons to have a second regasification point established. So they are not exclusive in any absolutely final way. There is only one job to be done initially, and whoever does it will have established a good position to expand. Whoever gets the first one can always put forward an expansion in rivalry to the other guy getting his first one.

Senator Smith: You get in first and the chances are that you will get the other foot in later. You mentioned that whatever is being done or will be done at either point will be in the nature of regasification and further distribution, whether for export or not—am I right in saying that?

Mr. Blair: Yes.

[Traduction]

gisements de charbon en Nouvelle-Écosse. Je peux vous en dire plus long à ce sujet, si le Comité s'y intéresse et, bien entendu, nous pourrions comparaître de nouveau pour donner une meilleure description du prolongement du gazoduc de la Q & M, si le Comité le désire. Pour le moment à ma connaissance, la seule activité est le forage dont j'ai parlé.

Le sénateur Smith: Monsieur le président, il me semble avoir entendu M. Blair parler un peu plus tôt faire le lien entre la Canso et le gaz naturel liquéfié. Je n'ai pas bien saisi ce qu'il disait. Monsieur Blair avez-vous dit que l'Office national de l'énergie avait reçu une demande d'une sorte d'établissement de gaz naturel liquéfié dans la région de Canso?

M. Blair: Oui, monsieur. Elle provient du fait que dernièrement, l'Office national de l'énergie a reçu une autre demande formulée par une équipe de sociétés chapeautée par Petro-Canada et, par le partenaire original, la deuxième et encore la plus grande société, la nôtre, NOVA. Certaines autres, y compris la Dome Petroleum et TransCanada Pipeline, s'y sont intéressées tout dernièrement. On demande de produire du gaz naturel dans les îles de l'Arctique canadien, de la convertir sur les lieux en gaz naturel liquéfié, de le transporter par pétrolier de ce côté du Groenland, de le déposer en quelque part dans la région des Maritimes pour qu'il soit régazéifié et acheminé par un gazoduc. Les deux propositions sont donc assez semblables.

Puisque l'idée du gazoduc vers l'est jusqu'à la ville de Québec a été approuvée, il y a maintenant lieu de promouvoir celle de l'installation du terminal au Québec même, et le gouvernement provincial tâche de faire retenir le site de Gros Cacouna.

En Nouvelle-Écosse, des citoyens et des sociétés régionales, y compris la Société de développement du Cap-Breton, s'efforcent à défendre l'idée que le terminal de régazéification devrait se situer à Canso, pour favoriser le développement industriel. Mais, si Canso doit bénéficier de l'investissement, il faut que l'endroit dispose d'un gazoduc capable de recevoir le gaz naturel. Ces gens et ces sociétés sont donc devenus nos alliés naturels car nous voulons tous que le gazoduc se situe en Nouvelle-Écosse.

Le sénateur Smith: D'après ce que vous avez dit, je suppose que le choix d'un site exclut l'autre. Si l'on choisit Canso, il n'est plus question de Gros Cacouna.

M. Blair: Oui, dans un premier temps. A mon avis, c'est un concours ou un choix qui ne permet qu'un seul gagnant. Avec le temps, il y aura peut-être lieu de choisir un deuxième site de régazéification. Donc, un choix n'exclut pas l'autre d'une façon définitive. Il n'y a qu'un travail à faire au début et celui qui le fera sera bien placé pour prendre de l'expansion. Le premier choix peut toujours prendre de l'expansion pour empêcher l'autre d'être choisi en deuxième lieu.

Le sénateur Smith: La solution retenue la première fois risque de l'être encore la fois suivante. Vous avez dit que les activités, au site choisi, intéresseront la régazéification et la distribution ultérieure, que ce soit pour l'exportation ou non. Est-ce exact?

M. Blair: Oui.

[Text]

Senator Smith: Is there likely to be some subsidiary activity based on the availability of the natural gas, in terms of feed stock and everything else?

Mr. Blair: Naturally, gas in itself, no matter what its source is, does provide the beginning of a base of some other industrial activity. As well as a source of residential, commercial and industrial heat, it can be converted into use as a feed stock. Our own company, for instance, has become one of the major methanol producers, methanol alcohol manufacturers, in the world in recent years through doing that job in Alberta. Natural gas can be readily converted to ammonia, and similarly to fertilizer or industrial material, and some of the liquids which are vaporized within the gas stream can be produced back down to liquids, which can be valuable for petro-chemical use. Those factors apply wherever you have natural gas, and depend on the regional advantages of locating that kind of industry. Also it would depend a good deal on the promotional energy, or its absence, of companies to carry out that kind of proposal.

Going to the regasification part of this, the natural gas as it comes through a terminal which has regasified it from its liquid condition for ocean hauling, the main job is the investment in the regasification plant itself.

There are some other possibilities. There is a considerable refrigeration effect which occurs. Just as you have waste heat from most kinds of big terminal fuel uses, you have a kind of waste refrigeration—and heat also—that occurs and you are working with that kind of development. I really could not go further myself on that subject. It would be speculative to suggest that a lot of other industries would be attracted. Perhaps Mr. Stewart or Mr. Deyell could provide more information.

Mr. Deyell: I do not think that I would care to comment on what might come out of that. Mr. Blair has stated very well that there are a lot of uses for heat. We have a lot of that going on in Alberta on an experimental basis. I really do not think we are far enough along to suggest that there will be any major industrial income from it. If you use the gas as feed stock, as Mr. Blair has mentioned, then there are all kinds of alternatives for it.

Senator Smith: May I ask just one more question, and then I promise to be quiet?

This relates to the use of natural gas when it becomes available in Nova Scotia, and in particular its use to replace oil for the generating of electricity in plants which now use oil. Is that a very difficult thing to bring about, from the technical point of view—that is, the conversion from oil to gas?

Mr. Blair: No. Most of the main thermal generating plants—I should not say “most of them” because I do not know about all of them, in the United States—in North America are equipped, now, to alternate between oil and natural gas use. It is not an expensive option for them to maintain and use, and the conversion can be swung back and forth very quickly. A lot of the natural gas that is presently exported from Canada is going to such plants and has been reduced in its market. Whenever cheap fuel is available we

[Traduction]

Le sénateur Smith: Y aurait-il une activité connexe sur le plan du stock d'alimentation ou autre, selon la disponibilité du gaz naturel?

M. Blair: Bien entendu, le gaz proprement dit, quelle que soit sa source, peut servir de base à une autre activité industrielle. Outre le fait qu'il peut être une source de combustible pour les résidences, les commerces et les industries, il peut également servir aux stocks d'alimentation. Notre société, par exemple, est devenue un des plus grands producteurs mondiaux de méthanol, d'alcool de méthanol au cours des dernières années, grâce aux travaux qu'elle a exécutés en Alberta. Le gaz naturel peut facilement être converti en ammoniac, en produits industriels ou en fertilisants et certains des liquides transformés en vapeur peuvent être retransformés en liquides ayant des propriétés pétrochimiques très utiles. Le gaz naturel offre toujours ces possibilités et il faut songer aux avantages régionaux en choisissant le site de ce genre d'industrie. Il faudrait également tenir compte de la manière dont les sociétés vantent les mérites de leur région dans ce domaine.

Pour en revenir à la regazéification, puisque le gaz naturel est transformé dans le terminal, après avoir été liquéfié, pour le transport par voie d'eau, il faut s'intéresser principalement à l'usine de regazéification proprement dite.

Il existe d'autres possibilités. Il se produit un important effet de refroidissement. De même que l'utilisation massive de la plupart des combustibles dégage de la chaleur, il se produit un refroidissement, et de la chaleur également, dans ce genre de transformation. Mais je ne saurais en dire davantage à ce sujet. Je ferais de la spéculation en disant que plusieurs autres industries seraient attirées. M. Stewart, ou M. Deyell, pourraient peut-être vous donner de plus amples renseignements.

M. Deyell: Je ne veux pas discuter de ce qui pourrait en résulter. M. Blair a très bien affirmé que la chaleur peut servir à beaucoup de choses. En Alberta, nous faisons beaucoup d'expériences dans ce domaine. A mon avis, nous n'en sommes pas encore au point où il serait possible de dire que l'on puisse en tirer des avantages industriels importants. Si le gaz est utilisé comme stock d'alimentation, comme l'a indiqué M. Blair, il existe toute une série d'autres possibilités.

Le sénateur Smith: Permettez-moi de poser une autre question et je promets de me taire.

Ma question porte sur l'utilisation du gaz naturel, lorsque la Nouvelle-Écosse pourra en disposer et, particulièrement, sur son utilisation pour remplacer le pétrole dans les usines qui l'utilisent pour produire de l'électricité. Sur le plan technique, est-ce difficile de convertir du pétrole au gaz?

M. Blair: Non. La plupart des principales usines de génération thermique—je ne devrais pas dire la plupart car je n'ai pas étudié tous les cas aux États-Unis ou en Amérique du Nord—mais un bon nombre d'entre elles sont maintenant en mesure d'utiliser du pétrole ou du gaz naturel. Ce processus n'est pas très coûteux à entretenir et à utiliser et il est possible de changer dans les deux sens assez rapidement. Une grande partie du gaz naturel que le Canada exporte est destiné à ces usines et son marché est donc réduit. Lorsque le marché

[Text]

know it quickly in Alberta because the gas demand drops quickly.

Senator Smith: How long would the conversion take, assuming the gas were available, from the moment the decision was taken to make the conversion?

Mr. Blair: Installing the conversion equipment itself is a matter of a month or two, and can be installed in anticipation of the gas being there. The conversion does not have to wait until the gas is immediately available. After that, the process in such a plant of swinging backwards and forwards between gas and oil is capable of being carried out within days, if not hours.

Mr. Deyell: It is almost immediate. Also, many of the large industrial complexes in eastern Canada—and I am now talking primarily of Ontario and Quebec—are already equipped to transfer their heating from one to the other. They have had this alternative source of heating, or energy, available, in case of a disruption in supply; so, quite apart from power generation itself, many plants have it in place; they design it right into the plant in the beginning.

Senator Smith: That would not be so in Nova Scotia. The plants there were designed for either oil or coal.

Mr. Blair: We are respectful, too, of the Nova Scotia position. We talk about the value of ways of spending money, and of course one of the best ways to spend it is on coal. We are not out to try to steal any markets from coal, but we think that adding natural gas as a source of residential and commercial heating, particularly, is just a sound national strategy, since our country is natural gas prone. Canada, with all of its various advantages and disadvantages, as a resource area, tends to be much stronger in natural gas than it is in terms of conventional crude oil. In the whole world, the only country that matches us is Russia. In terms of the proportions between natural gas and crude oil within Canada, Canada is about eight times as gas prone as the Middle East or the North Sea, for instance, relatively, and we are twice as gas prone as the United States, as a country. Our proposition is that we ought to be making that an advantage, and have a domestic, indigenous source under Canadian jurisdiction, and within our overall pricing jurisdiction, that is available to residential and commercial users across the whole country.

Senator Smith: Mr. Chairman, I want to thank you and the members of the committee for giving me so much time, and Mr. Blair and his associates for giving us so much information.

The Chairman: Mr. Blair, included in our terms of reference is an examination of enhanced oil recovery. I am just going to ask you one blanket question on that, and while you gather your thoughts I want to thank you, Senator Smith.

[Traduction]

dispose d'un combustible à bon prix, l'Alberta le sait tout de suite car la demande de gaz baisse rapidement.

Le sénateur Smith: Combien de temps faudrait-il pour effectuer la conversion, à supposer que le gaz soit livrable, à partir du moment où la décision d'effectuer la conversion a été prise?

M. Blair: L'équipement nécessaire à la conversion peut être installé en un ou deux mois, avant même que le gaz ne soit rendu. Il ne faut pas nécessairement attendre que le gaz soit immédiatement disponible pour procéder à la conversion. Par la suite, le passage du gaz au pétrole et vice versa peut se faire dans une telle usine, en moins de quelques jours, voire quelques heures.

M. Deyell: C'est presque immédiat. En outre, de nombreux complexes industriels dans l'est du Canada—et je parle surtout de l'Ontario et du Québec—possèdent déjà l'équipement leur permettant de passer d'un système de chauffage à l'autre. Cette source d'appoint de chauffage ou d'énergie avait été prévue, au cas où les approvisionnements cesseraient; à part donc la production d'énergie elle-même, de nombreuses usines possèdent déjà les deux systèmes qu'elles avaient prévus à l'étape initiale de la planification de l'usine.

Le sénateur Smith: Tel ne serait pas le cas en Nouvelle-Écosse. Les usines y ont été conçues afin d'utiliser le pétrole ou le charbon.

M. Blair: Nous respectons également la position de la Nouvelle-Écosse. Nous parlons de la valeur des diverses façons selon lesquelles l'argent peut être dépensé et le charbon est sûrement parmi les meilleures. Nous n'essayons pas de voler des marchés à l'industrie du charbon; nous estimons, toutefois, que l'apport du gaz naturel, pour le chauffage résidentiel et commercial, en particulier, n'est qu'une stratégie nationale logique puisque notre pays est enclin à recourir au gaz naturel. Le Canada, avec tous les divers avantages et désavantages que lui procurent le fait d'être une région de ressource, tend à se renforcer beaucoup plus pour ce qui concerne le gaz naturel que le pétrole brut conventionnel. Dans le monde entier, le seul pays qui puisse se comparer à nous, c'est la Russie. En ce qui concerne le rapport gaz naturel et pétrole brut au Canada, le Canada est huit fois plus enclin à utiliser le gaz que le Moyen-Orient ou la Mer du Nord par exemple, et deux fois plus que les États-Unis, en tant que pays. Nous estimons que nous devrions en tirer profit et qu'au Canada, selon notre politique globale de fixation des prix, nous puissions posséder notre propre source d'approvisionnement à laquelle pourrait puiser tant les usagers résidentiels que commerciaux du pays tout entier.

Le sénateur Smith: Monsieur le président, je veux vous remercier ainsi que les membres du Comité de m'avoir permis d'accaparer toutes ces minutes ainsi qu'à M. Blair et à ses associés de m'avoir donné autant de renseignements.

Le président: Monsieur Blair, notre ordre de renvoi précise que nous pouvons procéder à un examen des techniques améliorées de récupération du pétrole. Je veux tout simplement vous poser une question générale et tandis que vous ramassez vos idées, je tiens à vous remercier, sénateur Smith.

[Text]

Honourable senators, we have a general term of reference to the effect that we can examine petroleum and natural gas transmission. I am wondering, in view of the interest in the Q & M pipeline, if it might not be the wish of the members of the committee to seek the authority of the Senate to examine the maritime pipeline—whatever the legal entity concerned might be—in view of its importance in the future development of that area of the country, and in view of the interest that maritime members of the committee have shown this morning. We do not really have a specific reference to discuss the Q & M pipeline.

Senator Smith: I am sure those of us from that part of the country would appreciate that.

Senator Côtteau: Yes, Mr. Chairman. I would appreciate that.

The Chairman: We have talked about Alberta for three years. Do I need a motion?

Senator Riley: I so move.

Hon. Senators: Carried.

The Chairman: The final question, Mr. Blair, is this: What do you think the importance of enhanced recovery might be with regard to future supplies in Canada, and its potential in that respect? I know that NOVA is interested in enhanced recovery.

Mr. Blair: Mr. Chairman, you have afforded me the moment in which to make our first public comments on the Budget and the national energy plan as it affects enhanced oil recovery.

The provisions of the national energy plan and the Budget are thoroughly positive, and the Husky Oil Company, which is the principal heavy oil producer in Saskatchewan and eastern Alberta, as a point of faith or confidence that suitable provisions and a suitable pricing agreement would be established, had already begun a series of new, large, enhanced oil recovery investments through tertiary, steam and fire flood recovery installations. The Budget has confirmed and encouraged us to go flat out with that work. We believe that there is a considerable potential for the development of the Lloydminster heavy oil, which is a huge resource in terms of the amount of heavy oil in place. Our filings with the National Energy Board, which have been made and recorded so that they are public, are, by our calculations, to the effect that upwards of 200,000 barrels a day of additional heavy oil production could occur in the future through enhanced oil recovery techniques. Other companies have put in some of their estimates also.

Now that you have given me a moment to reply to all of that, I wonder if I could add something else here, since it is so timely. I would like to record our respect for the appointment, announced yesterday, of Mr. Edge as Chairman of the National Energy Board. It was very well received by many of us in the industry.

[Traduction]

Honorables sénateurs, notre ordre de renvoi général nous autorise à étudier la question de l'acheminement du pétrole et du gaz naturel. Je me demande, en raison de l'intérêt manifesté pour le pipe-line Q & M, si les membres du Comité ne souhaiteraient pas obtenir la permission du Sénat afin d'étudier la question du pipe-line maritime peu importe ce que pourrait être l'entité juridique en cause—en raison de l'importance que cette question revêt dans le développement futur de cette région du pays et en raison de l'intérêt manifesté ce matin par les membres du Comité représentant les Maritimes. Notre ordre de renvoi ne précise pas vraiment que nous nous penchions sur la question du pipe-line Q & M.

Le sénateur Smith: Je suis convaincu que les sénateurs de cette région du pays vous en sauront gré.

Le sénateur Côtteau: Oui, monsieur le président. Je vous en saurais gré.

Le président: Nous parlons de l'Alberta depuis trois ans. Dois-je présenter une motion?

Le sénateur Riley: Je le propose.

Des voix: Adopté.

Le président: Voici quelle est ma dernière question, monsieur Blair: quelle importance revêtent, selon vous, les techniques améliorées de récupération des approvisionnements futurs au Canada et quelles sont les possibilités à cet égard? Je sais que NOVA s'intéresse aux techniques améliorées de récupération.

M. Blair: Monsieur le président, vous m'offrez là l'occasion de donner, pour la première fois, notre point de vue sur le budget et sur le programme national d'énergie, en ce qu'il touche les techniques améliorées de récupération de pétrole.

Les dispositions du programme national d'énergie et du budget sont très positives et la société Husky Oil, le principal producteur de pétrole en Saskatchewan et dans l'Est de l'Alberta, qui a confiance que certaines dispositions convenables ainsi qu'un accord relatif à l'établissement des prix équitable, seraient adoptés, s'était déjà lancé dans l'essai de nouvelles techniques améliorées de récupération du pétrole par le biais d'installations de récupération à la vapeur, grâce à la combustion in situ. Le budget nous a encouragés à poursuivre dans cette voie. Nous croyons qu'il existe de grandes possibilités d'exploitation du pétrole lourd à Lloydminster, qui constitue une importante ressource de pétrole lourd. D'après les chiffres que nous avons fournis à l'Office nationale de l'énergie, chiffres qui sont maintenant connus du public, plus de 200,000 barils par jour de pétrole lourd pourraient être éventuellement produits, grâce aux techniques améliorées de récupération du pétrole. D'autres sociétés ont également fait certaines prévisions.

Et maintenant, comme vous m'avez donné l'occasion de répondre, je me demande si je ne pourrais pas ajouter quelque chose qui vient à point. J'aimerais vous dire combien nous sommes heureux de la nomination, annoncée hier, de M. Edge au poste de Président de l'Office nationale de l'énergie. Cette nomination a été très bien reçue par un bon nombre d'industriels.

[Text]

Senator Riley: With respect to the converter plants, converting LNG to regasification, are there any hazards involved in these converter plants, and is there any emission problem?

Mr. Blair: Senator, I can only speak very generally, and then follow up with a suggestion. I do not know a lot about those plants.

There are, I believe, two operating and about two more under construction or under proposal within the United States. They have seemed to me, from what I have heard, to be rather quiet operations. Since it is the pure product, methane, that they are working with—which has already been made pure for liquid transportation on the ocean—I would not expect there would be serious emission problems of the sort you are dealing with with acid gas which would be producing sulphur or nitrogen compounds of the sort which contribute to acid rain. I do not think that plants of this type are serious in their problem potential in that direction.

I would suggest that the people who have been doing the most work on this should make some subsequent report to your committee concerning the Arctic pilot project to which I refer. The project was originally started by PetroCan with NOVA Corporation as its main partner. Within that project the agreed assignment is that the regasification plant in Canada will be the particular responsibility of TransCanada PipeLine, a company which sought that role. This has been agreed to, at least to a considerable extent, by the other companies. Through their organization I am sure that a more thorough comment than my very general one may be prepared for the committee at any time.

Senator Riley: Thank you. I would also like to thank your associates for the invaluable information they have given us this morning.

The Chairman: Thank you very much. I thank you for appearing before us this morning. It is always a pleasure to have you with us, with your contribution to the energy situation generally in Canada. No doubt we are going to be seeing you in the not-too-distant future.

Our next meeting, honourable senators, will be on Wednesday when the Senate rises. The witness will be Mr. McCaffery of the Petroleum Recovery Institute, of Calgary, and the subject will be enhanced oil recovery.

The committee adjourned.

[Traduction]

Le sénateur Riley: En ce qui concerne les installations de conversion, c'est-à-dire la regazéification du gaz naturel liquéfié, cette technique comporte-t-elle des dangers et y a-t-il un problème d'émission?

M. Blair: Sénateur, je ne puis parler que de façon très générale et vous faire une suggestion. Je ne connais pas grand chose au sujet de ces installations.

Aux États-Unis, deux de ces installations sont, je crois, en exploitation à l'heure actuelle alors que deux autres sont en construction ou l'état de projet. Il m'a semblé, du moins à ce qu'on m'a laissé entendre, que ces installations étaient assez peu polluantes. Puisqu'on y emploie un produit pur, le méthane—qui a déjà été purifié pour le transport océanique sous forme liquide—je ne penserais pas qu'il y ait des problèmes d'émission sérieux du type de ceux que l'on retrouve avec le gaz acide qui produirait des éléments de soufre ou de nitrogène qui pourraient concourir aux pluies acides. Je ne crois pas que ce genre d'installation pourrait causer des problèmes sérieux.

Ceux qui effectuent des travaux dans ce domaine devraient, selon moi, faire rapport à votre comité relativement au projet-pilote de l'Arctique dont j'ai parlé. Le projet a été lancé à l'origine par Petro Canada qui s'était associée à la société Nova. Les deux partenaires se sont entendus, dans le cadre de ce projet, pour que l'usine de regazéification relève surtout de TransCanada Pipeline, une société qui avait cherché à remplir ce rôle. D'autres sociétés, du moins dans une large mesure, sont convenus de cette entente. Par le biais de leur organisation, je suis convaincu qu'il serait possible de mettre à la disposition du comité, à n'importe quel moment, un exposé plus détaillé que mes observations très générales.

Le sénateur Riley: Merci. Je voudrais également remercier vos associés pour les renseignements inestimables qu'ils nous ont donnés ce matin.

Le président: Merci beaucoup. Je vous remercie d'avoir comparu ce matin. Nous sommes toujours très heureux de vous compter parmi nous et nous vous remercions de votre contribution à la situation énergétique au Canada. Nous nous reverrons sans doute très bientôt.

Nous nous réunirons de nouveau, honorables sénateurs, mercredi, à l'ajournement du Sénat. Nous entendrons alors M. McCaffery de la société *Petroleum Recovery Institute* de Calgary qui nous parlera des techniques améliorées de récupération du pétrole.

Le comité suspend ses travaux.



If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Printing Office,
Supply and Services Canada,
45 Sacré-Coeur Boulevard,
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7

En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:
Imprimerie du gouvernement canadien,
Approvisionnement et Services Canada,
45, boulevard Sacre-Coeur,
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7

WITNESSES—TÉMOINS

From NOVA, an Alberta Corporation:

Mr. S. R. Blair, Chairman and Chief Executive Officer;

Mr. William Deyell, Executive Vice-President, Foothills Pipe Lines;

Mr. Bruce Simpson, Vice-President, Finance, Foothills Pipe Lines.

De NOVA, société de l'Alberta:

M. S. R. Blair, président du Conseil d'administration et directeur exécutif;

M. William Deyell, vice-président exécutif de la Foothills Pipe Lines;

M. Bruce Simpson, vice-président, division des finances de la Foothills Pipe Lines.



First Session
Thirty-second Parliament, 1980

Première session de la
trente-deuxième législature, 1980

SENATE OF CANADA

SÉNAT DU CANADA

*Proceedings of the Special
Committee of the Senate on the*

*Délibérations du comité
spécial du Sénat sur le*

Northern Pipeline

Pipe-line du Nord

Chairman:

The Honourable EARL A. HASTINGS

Président:

L'honorable EARL A. HASTINGS

Wednesday, November 12, 1980

Le mercredi 12 novembre 1980

Issue No. 4

Fascicule n° 4

Second Proceedings on:

Enhanced Recovery of Oil and
Natural Gas

Deuxième fascicule concernant:

La récupération améliorée du
pétrole et du gaz naturel

DEPOSITORY LIBRARY MATERIAL

WITNESS:

(See back cover)

TÉMOIN:

(Voir à l'endos)

SPECIAL COMMITTEE OF THE SENATE
ON THE NORTHERN PIPELINE

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*
The Honourable Paul Lucier, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

| | |
|----------|------------|
| Adams | Langlois |
| Austin | Lucier |
| Balfour | Molgat |
| Bielish | Nurgitz |
| Cottreau | *Perrault |
| Doody | Riley |
| Frith | Rowe |
| Guay | Sherwood |
| Hastings | Tremblay |
| Hays | Williams |
| | Yuzyk—(21) |

**Ex Officio Member*

(Quorum 5)

COMITÉ SPÉCIAL DU SÉNAT SUR
LE PIPE-LINE DU NORD

Président: L'honorable Earl A. Hastings
Vice-président: L'honorable Paul Lucier

Les honorables sénateurs:

| | |
|----------|------------|
| Adams | Langlois |
| Austin | Lucier |
| Balfour | Molgat |
| Bielish | Nurgitz |
| Cottreau | *Perrault |
| Doody | Riley |
| Frith | Rowe |
| Guay | Sherwood |
| Hastings | Tremblay |
| Hays | Williams |
| | Yuzyk—(21) |

**Membre d'office*

(Quorum 5)

ORDER OF REFERENCE

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate, Thursday, July 10, 1980:

"The Honourable Senator Frith moved, seconded by the Honourable Senator Petten:

That a special committee of the Senate be appointed

(1) to inquire into any matter relating to the planning and construction of the pipeline for the transmission of natural gas from Alaska and Northern Canada described in *An Act to establish the Northern Pipeline Agency, to facilitate the planning and construction of a pipeline for the transmission of natural gas from Alaska and Northern Canada and to give effect to an Agreement between Canada and the United States of America on principles applicable to such a pipeline and to amend certain Acts in relation thereto*, Chapter 20, Statutes of Canada 1977-78,

(2) to consider, in particular, all reports, orders, agreements, regulations, directions, recommendations and approvals referred to in the said Act; and

(3) to report to the Senate thereon at least once in each session of Parliament during the period of the planning and construction of the pipeline;

That the papers and evidence received and taken on the subject in the three preceding sessions be referred to the Committee;

That the Committee be authorized to examine and report upon the enhanced recovery technology of petroleum and natural gas and matters related thereto:

That, if there is a motion to that effect, bills, messages, petitions, inquiries, papers and other matters relating to petroleum and natural gas generally, including

- (i) petroleum and natural gas transmission,
- (ii) petroleum and natural gas administration, and
- (iii) the exploration, production and conservation of petroleum and natural gas,

shall be referred to the Committee; and

That the Committee have power to send for persons, papers and records, to examine witnesses, to print such papers and evidence from day to day as may be ordered by the Committee and to adjourn from place to place in Canada.

After debate, and—

The question being put on the motion, it was—
Resolved in the affirmative."

ORDRE DE RENVOI

Extrait des Procès-verbaux du Sénat, le jeudi 10 juillet 1980:

«L'honorable sénateur Frith propose, appuyé par l'honorable sénateur Petten.

Qu'un comité spécial du Sénat soit constitué

(1) pour enquêter sur toute question relative à la planification et à la construction d'un pipe-line servant au transport du gaz naturel de l'Alaska et du Nord canadien, décrit dans la *Loi créant l'Administration du pipe-line du Nord visant à faciliter la planification et la construction d'un pipe-line servant au transport du gaz naturel de l'Alaska et du Nord canadien, donnant effet à l'Accord entre le Canada et les États-Unis d'Amérique sur les principes applicables à ce pipe-line et modifiant certaines lois en conséquence*, chapitre 20, Statuts du Canada, 1977-78;

(2) pour étudier, en particulier, tous les rapports, décrets, accords, règlements, instructions, recommandations et autorisations se rapportant à ladite loi; et

(3) pour en faire rapport au Sénat au moins une fois pendant chaque session au cours de la période de planification de construction du pipe-line;

Que les témoignages entendus et les documents recueillis à ce sujet au cours des trois sessions précédentes soient déferés au comité;

Que le comité soit autorisé à étudier les techniques améliorées de récupération du pétrole et du gaz naturel et les sujets connexes et à faire rapport à ce sujet;

Que lui soient déferés, s'il y a une motion à cet effet, les projets de loi, messages, pétitions, demandes de renseignements, documents et autres questions concernant le pétrole et le gaz naturel en général, notamment

- i) la transmission du pétrole et du gaz naturel;
- ii) l'administration du pétrole et du gaz naturel et
- iii) l'exploration, la production et la conservation du pétrole et du gaz naturel; et

Que le comité soit autorisé à convoquer des personnes, à exiger la production de documents et de dossiers, à interroger des témoins et à faire imprimer au jour le jour les documents et les témoignages que le comité pourra requérir, et à se réunir à divers endroits au Canada.

Après débat,

La motion, mise aux voix, est adoptée.»

Le greffier du Sénat

Robert Fortier

Clerk of the Senate

MINUTES OF PROCEEDINGS

WEDNESDAY, NOVEMBER 12, 1980

(6)

[Text]

The Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline met this day at 4:15 p.m., the Chairman, the Honourable Earl A. Hastings, presiding.

Present: The Honourable Senators Balfour, Bielish, Frith, Guay, Hastings, Langlois and Riley. (7)

In attendance: Daniel Amireault, Administrative Assistant to the Committee. *From the Research Branch, Library of Parliament:* Sonya Dakers.

The Committee, in compliance with its Order of Reference dated July 10, 1980, continued its study of Enhanced Recovery of Oil and Natural Gas.

Witness: Dr. Frank G. McCaffery, Manager, Research, Petroleum Recovery Institute, Calgary, Alberta.

The Chairman introduced the witness. Dr. McCaffery made a statement accompanied by a visual presentation of slides, and then answered questions put to him by members of the Committee.

At 6:05 p.m., the Committee adjourned until Wednesday, November 26, 1980, when the Senate rises.

ATTEST:

PROCÈS-VERBAL

LE MERCREDI 12 NOVEMBRE 1980

(6)

[Traduction]

Le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord se réunit aujourd'hui à 16 h 15, sous la présidence de l'honorable Earl A. Hastings (président).

Présents: Les honorables sénateurs Balfour, Bielish, Frith, Guay, Hastings, Langlois et Riley. (7)

Aussi présents: Daniel Amireault, adjoint administratif auprès du Comité. *Du Service de recherches de la Bibliothèque du Parlement:* Sonya Dakers.

Le Comité, conformément à son ordre de renvoi du 10 juillet 1980, poursuit son étude de la Récupération améliorée du pétrole et du gaz naturel.

Témoin: M. Frank G. McCaffery, directeur, Service de recherche, Petroleum Recovery Institute, Calgary, Alberta.

Le président présente le témoin. M. McCaffery fait une déclaration accompagnée d'une présentation audio-visuelle et répond ensuite aux questions qui lui sont posées par les membres du Comité.

A 18 h 05, le Comité suspend ses travaux jusqu'à l'ajournement du Sénat, le mercredi 26 novembre 1980.

ATTESTÉ:

Le greffier du Comité

Aline Pritchard

Clerk of the Committee

EVIDENCE

Ottawa, Wednesday, November 12, 1980

[Text]

The Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline met this day at 4.30 p.m. to study its Order of Reference (Enhanced Recovery of Oil and Natural Gas).

Senator Earl A. Hastings (*Chairman*) in the Chair.

The Chairman: Honourable senators, today we continue our examination, as referred to us by the Senate, of enhanced recovery of oil technology and any matters related thereto.

Before calling on our witness, I wish to advise honourable senators that with respect to future meetings Mr. Amireault has arranged the following: on Wednesday, November 26, with Dr. J. Philip Prince, Assistant Manager, Energy Economics, Global Energy and Mineral Group, Royal Bank of Canada, Calgary, Alberta, and Dr. John A. Dawson, of the Canadian Energy Research Institute; on Tuesday, December 2, with the Canadian Petroleum Association; on Wednesday, December 10, with the Independent Petroleum Association of Canada; and on Tuesday, December 16, with the National Energy Board. That will complete our meetings before Christmas, and we will hear from Energy, Mines and Resources after the Christmas recess and possibly put plans in place for a trip to Alberta for an on-the-spot visit to enhanced oil recovery projects there and interviews with industry representatives in Calgary and Edmonton.

Our witness today is Dr. Frank G. McCaffery. Dr. McCaffery was born in Singapore and emigrated to Canada in 1952. He graduated from the University of British Columbia with a Bachelor of Science degree in engineering in 1963, and obtained a Master of Science degree in surface chemistry from the University of Bristol in 1967. In 1973 he obtained his Ph. D. in chemical engineering at the University of Calgary. He worked for Imperial Oil in production and research as a reservoir engineer before joining the Petroleum Recovery Institute in 1967. He is currently the manager of research with that institute. In addition to his administrative responsibilities, he is directly involved in research on alkaline flooding and multiphase flow properties of porous media. Dr. McCaffery has an opening statement, after which he will be pleased to answer any questions you might have.

Dr. Frank G. McCaffery, Manager of Research, Petroleum Recovery Institute, Calgary: Mr. Chairman, I am grateful to have this opportunity to stand before this distinguished committee, and I hope that my brief and what I have to offer will be of some help to your project. I have an opening statement that should take 15 or 20 minutes at the most, and what I am going to try to do is give an overview of the subject of enhanced oil recovery. This subject, as you know, is quite broad, and there are many ramifications to it, but if you have any specific questions during my opening remarks, please feel free to stop me and ask them. The brief I submitted was a general overview of the subject directed at a technical audi-

TÉMOIGNAGES

Ottawa, le mercredi 12 novembre 1980

[Traduction]

Le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord se réunit aujourd'hui à 16 h 30 pour étudier son ordre de renvoi (récupération du pétrole et du gaz naturel).

Le sénateur Earl A. Hastings (*président*) occupe le fauteuil.

Le président: Honorables sénateurs, nous poursuivons aujourd'hui l'étude des techniques améliorées de récupération du pétrole et des sujets connexes, dont nous a chargé le Sénat.

Avant de céder la parole à notre témoin, j'aimerais vous donner la liste des prochaines réunions, établie par M. Amireault. Le mercredi 26 novembre, nous accueillerons M. J. Philip Prince, directeur adjoint, Économie énergétique, Service des ressources énergétiques et minérales, de la Banque Royale du Canada, à Calgary, Alberta, et M. John A. Dawson, du Canadian Energy Research Institute; le mardi 2 décembre, des représentants de la Canadian Petroleum Association, comparaitront devant nous, suivis, le mercredi 10 décembre, de représentants de l'Independent Petroleum Association of Canada, et le mardi 16 décembre, nous accueillerons des représentants de l'Office national de l'énergie. Ce sont les dernières réunions prévues avant Noël; après le conger de Noël, nous entendrons des représentants du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources; nous préparerons peut-être également un voyage en Alberta, au cours duquel nous visiterons des installations de récupération du pétrole et rencontrerons des représentants de l'industrie à Calgary et à Edmonton.

Notre invité aujourd'hui est M. Frank G. McCaffery. M. McCaffery est né à Singapour et a immigré au Canada en 1952. Il a reçu de l'Université de la Colombie-Britannique un baccalauréat en sciences du génie en 1963 et a obtenu en 1967, une maîtrise en sciences, chimie tensio-active, de l'Université de Bristol puis, en 1973, un doctorat en génie chimique de l'Université de Calgary. Il a travaillé pour l'Imperial Oil dans le secteur de la production et de la recherche à titre d'ingénieur de gisement avant de se joindre au Petroleum Recovery Institute en 1967, où il est actuellement directeur de la division de la recherche. En plus de ses responsabilités administratives, il participe directement à la recherche sur les injections alcalines et les injections à étapes multiples des milieux poreux. M. McCaffery a une déclaration à faire, après quoi il acceptera de répondre à vos questions.

M. Frank G. McCaffery, directeur de la Recherche, Petroleum Recovery Institute, Calgary: Monsieur le président, je suis très heureux d'être aujourd'hui devant ce comité et j'espère que le mémoire que j'ai déposé et la déclaration que je ferai vous seront utiles. Ma déclaration durera une vingtaine de minutes tout au plus; j'essayerai de vous y donner une vue d'ensemble du processus de récupération du pétrole. Comme vous le savez, ce sujet est très vaste et comporte de nombreuses ramifications. J'espère que vous n'hésitez pas à m'interrompre si vous désirez me poser des questions. Le mémoire que j'ai déposé se voulait un exposé général sur le sujet, mais il a été préparé pour un public possédant des connaissances techniques

[Text]

ence, but not an audience that had had previous experience in the enhanced oil recovery field.

This first slide shows why people, both in industry and in government, are examining and thinking about the subject of enhanced oil recovery more seriously than ever before. In Canada it is considered that our original oil-in-place of conventional oil that we have discovered to date, excluding frontier and oil sands, is some 49 billion barrels. Of that 49 billion there is a total of 9 billion produced to date and another 6 billion barrels that are considered recoverable by the methods that we have in place today. That is, about one-third of the total oil discovered in the ground is classed as recoverable.

Another thing that is important to notice is that we have produced roughly 60 per cent of the oil that we have identified as producible to date. So what is left in the ground, in a very gross way in all the reservoirs, is this 34 billion barrels. This quantity is the total resource that is available, potentially at least, to try to obtain by enhanced recovery methods.

Senator Balfour: Does that include the 6 billion listed on the slide?

Dr. McCaffery: No. The 15 is what we think we can recover by conventional methods, and the 34 is what is left in the ground to make the total of 49 billion barrels originally in place.

Alberta, of course, is the biggest holder of reserves of conventional oil as discovered or identified to date, and the story there is quite similar. In Alberta alone, there are 26 billion barrels that would be left after conventional recovery.

The following is the situation in the United States. They are farther down the road to producing the conventional oil that they have identified. So that, whereas we may be 60 per cent produced, they are about at the 75 per cent level. Because of this, they appear to have reason for mounting an even stronger effort in enhanced oil recovery than we do.

The National Energy Board summary of 1978, based on submissions that were made to them and on their own work, shows this general decline on the conventional producibility of established reserves. I understand that, in fact, this decline of the established reserves is not proceeding quite as fast as expected because there have been some reservoirs, such as Norman Wells in the Northwest Territories that are being put onto a water-flood operation. So this projected decline of the reserves that were in place at the time, forgetting about oil sands, may be slightly less. Nevertheless, the best estimates available suggest that by the year 1995 or so we will almost run out of oil in the reservoirs we are producing at present.

I realize I am the second speaker on this subject so you have probably heard these terms before, but in the oil area people talk about primary, secondary, tertiary and also enhanced oil recovery.

Primary means that, other than pumping the well, you rely on the natural forces of expansion and pressure in the reservoir

[Traduction]

et non une expérience du domaine de la récupération du pétrole.

La première diapositive révèle pourquoi les représentants de l'industrie et du commerce étudient les techniques améliorées de récupération du pétrole plus sérieusement que jamais. Au Canada, on évalue à quelque 49 milliards de barils les réserves de pétrole conventionnel, découvertes à ce jour, compte non tenu du pétrole des sables bitumineux et des zones éloignées. De ce nombre, grâce aux méthodes dont nous disposons actuellement, on prévoit récupérer 6 milliards de barils en plus des 9 milliards de barils déjà produits. Le tiers environ du total du pétrole en terre découvert à ce jour serait donc récupérable.

Il est également important de remarquer que nous avons maintenant produit environ 60 p. 100 du pétrole que nous jugions récupérable. Il reste donc environ 34 milliards de barils dans nos réservoirs et dans le sol. Cette quantité existe et nous devons tenter de la récupérer grâce à des techniques améliorées de récupération.

Le sénateur Balfour: Ce chiffre comprend-il les 6 milliards de barils dont fait état cette diapositive?

M. McCaffery: Non. Ces 15 milliards de barils représentent la quantité que nous croyons pouvoir récupérer en se servant de méthodes conventionnelles, et les 34 milliards de barils représentent le pétrole en terre; en additionnant ces deux chiffres, vous obtenez les 49 milliards de barils prévus à l'origine.

Évidemment, l'Alberta possède les plus grandes réserves de pétrole conventionnel identifiées ou découvertes à ce jour et la situation est la même dans cette province. En Alberta, il resterait 26 milliards de barils après utilisation des méthodes conventionnelles de récupération.

Le tableau suivant illustre la situation aux États-Unis. Ce pays produit une plus grande proportion du pétrole conventionnel découvert. Nous avons peut-être produit 60 p. 100 du pétrole découvert, mais dans leur cas, ce pourcentage passe à 75. Il semble ainsi avoir de meilleures raisons que nous de faire de très gros efforts dans le secteur.

Des techniques améliorées de récupération du pétrole. Le rapport de 1978 publié par l'Office national de l'énergie se fondait sur les mémoires qu'a étudiés l'office et sur les travaux qu'il a lui-même effectués; or, cet ouvrage démontre la baisse générale des possibilités d'exploitation, à partir des méthodes conventionnelles des réserves établies. Cette baisse des réserves ne correspond pas exactement aux prévisions établies du fait qu'on a injecté de l'eau dans certains réservoirs, comme le réservoir de la Norman Wells dans les Territoires du Nord-Ouest. Sauf en ce que concerne les sables bitumineux, elle sera peut-être donc moins importante qu'on le croyait. Néanmoins, les prévisions les plus optimistes donnent à croire que d'ici 1995 ou à peu près, les réservoirs que nous exploitons actuellement seront presque vides.

Je sais bien que je suis le deuxième témoin à aborder cette question; vous avez probablement déjà entendu ces expressions, mais dans le domaine du pétrole, on parle de récupération primaire, secondaire et assistée, aussi que de techniques améliorées de récupération du pétrole.

Lors de la récupération primaire, les gisements sont soumis au pompage et sous l'effet de la pression de l'eau ou du gaz des

[Text]

at discovery to produce the oil just through the pipe. Primary recovery percentages, or efficiencies, can vary by a wide range. Some pinnacle-reef reservoirs that have a strong bottom water drive may, on their own, just at the primary level produce 50 per cent or so of the oil, but the general average on the primary level might be in the range of 20 per cent, even including the light oils. For heavy oil reservoirs, primary recovery efficiencies average even lower than 20 per cent.

Secondary recovery means that you do something to enhance the recovery efficiency above that achievable by primary production. The main approach involves keeping the reservoir at close to its initial pressure. The main thing done in some wells is to inject water in order to keep the pressure up and to help push the oil to the production sites.

The other reason for keeping the reservoir at close to its initial pressure is to avoid shrinkage of the oil, because some oil will be trapped during water flooding and it is better to trap that oil when it still has its solution gas in it. In the reservoir, oil always has gas dissolved in it to varying degrees.

The tertiary recovery of oil is considered a third generation approach—it is going after oil that has already been subjected to water flooding or conventional gas flooding.

Then there is the term "enhanced oil recovery." This has a broad as well as a fairly narrow definition. I notice that in its latest Energy Program, which came in with the recent budget, the federal government describes enhanced oil recovery in the same way as I have described it in my brief. It is a matter of going after oil by more exotic, or new methods, beyond water flooding. This can be applied either in the secondary or the tertiary recovery mode—that is, either instead of water flooding or, for instance, after water flooding.

With respect to the recovery factors currently achieved in Alberta conventional oil reservoirs, there is a table in the brief that shows what the Energy Resources Conservation Board considers to be the average recovery factors. These range from 20 to 50 per cent for a given reservoir; but, on average, it is a recovery efficiency of 34 per cent for light oil reservoirs subjected to waterflooding.

The Chairman: That is 34 per cent under primary and secondary.

Dr. McCaffery: The secondary is—

The Chairman: Water.

Dr. McCaffery: Yes, sorry. The water flooded reservoirs have 34 per cent average recovery factors. In Alberta there are also about eight hydrocarbon-miscible projects in place, and their average recovery factor is upwards of 60 per cent.

[Traduction]

gisements, le pétrole jaillit. Les pourcentages de récupération enregistrés grâce à cette méthode sont très variés. Certains réservoirs de type pyramidal qui possèdent une forte pression motrice peuvent produire, à l'étape primaire, environ 50 p. 100 du pétrole récupérable, mais en moyenne, on récupère habituellement à l'étape primaire environ 20 p. 100 du pétrole, y compris les huiles légères. Quant aux réservoirs d'huile lourde, on y récupère à l'étape de la production primaire en moyenne moins de 20 p. 100 du pétrole.

Lors de la production secondaire, la productivité du gisement est améliorée et le pourcentage de récupération est donc plus élevé qu'au stade primaire. Un des principaux moyens utilisés vise à garder dans le réservoir une pression semblable à la pression initiale. On injecte habituellement de l'eau dans le puits afin d'y conserver une pression élevée sous l'action de laquelle le pétrole est poussé dans les puits de production.

On garde également le réservoir à une pression semblable à la pression initiale afin d'éviter la contraction du pétrole, car une certaine partie du pétrole sera piégée pendant l'injection de l'eau et il est préférable de piéger ce pétrole lorsqu'il contient encore sa solution de gaz. Dans le réservoir, une quantité indéterminée de gaz est dissoute dans le pétrole.

La récupération assistée du pétrole est la troisième étape de production puisqu'elle se déroule après l'injection d'eau ou de gaz conventionnel dans les puits.

On parle également des «techniques améliorées de récupération du pétrole». On peut interpréter cette expression au sens large comme au sens strict. J'ai remarqué que dans son récent programme énergétique qui accompagnait le dernier budget, le gouvernement fédéral a décrit les méthodes améliorées de récupération du pétrole comme je l'ai fait dans mon mémoire. Il s'agit de produire du pétrole en se servant de méthodes nouvelles ou plus perfectionnées que celles axées sur l'injection d'eau. Ces méthodes peuvent être employées pour la récupération secondaire ou assistée, c'est-à-dire en remplacement des techniques d'injection d'eau ou après cette étape.

Vous trouverez dans le mémoire un tableau indiquant les taux moyens de récupération obtenus dans les réservoirs de pétrole conventionnel en Alberta, et publié par l'Alberta Energy Resources Conservation Board. Ces taux se situent entre 20 et 50 p. 100 pour un réservoir donné, mais, en général, on enregistre une récupération de 34 p. 100 dans les réservoirs d'huiles légères où on a utilisé la méthode d'injection d'eau.

Le président: Cette récupération de 34 p. 100 est enregistrée pendant les productions primaire et secondaire.

M. McCaffery: La récupération secondaire porte sur . . .

Le président: L'injection d'eau.

M. McCaffery: C'est exact. On enregistre des taux moyens de récupération de 34 p. 100 dans les réservoirs où on a utilisé cette méthode. En Alberta, il existe actuellement environ huit projets de récupération où on utilise des gaz miscibles (hydrocarbure); leur taux de récupération moyen est de 60 p. 100 ou plus.

[Text]

Senator Balfour: For clarification, is that 34 per cent of the primary recovery or is that cumulative?

Dr. McCaffery: No, that is the cumulative value. There would be a base primary recovery factor, and the quoted number represents the total due to primary plus secondary.

The Chairman: In round figures, would it be 20 and 14?

Dr. McCaffery: Recovery factors of 20 and 14, yes.

The Chairman: Twenty primary and 14 water?

Dr. McCaffery: In round figures, yes.

The oil that we might try to recover by enhanced recovery methods or tertiary recovery methods can generally be thought about in the following way: an oil reservoir is, of course, composed of 70 to 80 per cent of sand and then there are void spaces between the grains, or between the crystals in the case of a carbonate. You water-flood a reservoir, and, even in regions where the water has invaded and has pushed as much oil through the system as possible, there is what is called residual oil distributed throughout the water-invaded zone. So there is some oil saturation—typically 20 to 40 per cent of the pore space—that people will try to obtain by injecting more exotic fluids or using thermal methods, which I will discuss later.

A typical reservoir is much thinner than it is wide. The width may be over a mile, and the thickness of a reservoir may be ten to 200 feet. In waterflooding, for example, it is possible to miss displacing some of the areas and zones with driving fluid. This oil is usually hard to get at, but there are some enhanced recovery methods that can be used to try to improve this so-called "sweep efficiency". The other approach, of course, could be to increase the density of drilling in the area, and some people consider infill drilling as an adjunct or even another method for achieving enhanced recovery. The oil could be left either in previously swept areas or areas that were just missed. On this slide we are looking down onto a field, but on a vertical scale there are also heterogeneities and layers that cause you to miss sweeping out the oil in a flooding operation.

I understand that the first group to talk to you from Getty Oil and Canadian Reserve discussed thermal recovery in good detail. This is considered one of the most proven methods of enhanced oil recovery. It is primarily being applied, for obvious reasons, to reduce the viscosity, the consistency of heavy oil, which is very thick and viscous, so that the oil will flow more easily to producing wells.

A somewhat more complicated thermal recovery process is *in situ* combustion, where you inject air down one well and ignite the oil so that you burn up some of the oil. This is a complicated process. You then end up thinning and cracking the oil, and producing the products out of another well. The thermal methods—particularly using steam—are considered the most proven enhanced oil recovery methods, as I said.

[Traduction]

Le sénateur Balfour: Pourriez-vous préciser si ces 34 p. 100 représentent les récupérations primaires ou s'il s'agit d'une moyenne cumulative?

M. McCaffery: Il s'agit du taux cumulatif. Il y a un taux de base enregistré lors de la récupération primaire et ce taux représente le total de la production primaire et secondaire.

Le président: Mais en moyenne, cela représenterait 20 p. 100 et 14 p. 100.

M. McCaffery: C'est exact.

Le président: 20 p. 100, lors de la production primaire et 14 p. 100 suite à l'injection d'eau?

M. McCaffery: Approximativement.

Le pétrole que nous pouvons essayer de récupérer en utilisant des méthodes améliorées de récupération ou des récupération assistée est généralement composé comme suit: un réservoir de pétrole est, évidemment, composé de 70 à 80 p. 100 de sable et il y a des vides entre les grains ou entre les cristaux lorsqu'il s'agit d'un carbonate. Lorsque vous injectez de l'eau dans un réservoir, et même dans les endroits où l'eau a pénétré et a poussé le plus de pétrole possible dans le puits, il reste ce qu'on appelle des résidus du pétrole qui sont distribués partout dans la zone où l'eau a pénétré. Il y a donc une certaine saturation—en général de 20 à 40 p. 100 de l'espace interstitiel—qu'on cherchera à obtenir en injectant d'autres liquides ou en utilisant la méthode thermique dont je parlerai un peu plus tard.

Un réservoir type est beaucoup plus haut que large. Il peut avoir une étendue d'un mile et une profondeur de dix à 200 pieds. Lors de l'injection d'eau, par exemple, il est possible de ne pas atteindre tous les endroits avec le liquide utilisé. On peut résoudre ce problème en utilisant certaines techniques améliorées de récupération pour améliorer l'efficacité du «balayage». On pourrait toujours augmenter la densité du forage dans la région, et certains songeraient à se servir de forage intercalaire comme méthode complémentaire ou autre méthode pour améliorer la récupération. Le pétrole pourrait être laissé dans les régions déjà «balayées» ou dans celles où le «balayage» n'a pas eu de succès. Cette disposition représente un champ pétrolière; mais sur le plan vertical, on y trouve également des corps hétérogènes et des couches qui empêchent le balayage fait lors de l'injection d'être complet.

Je crois comprendre que les premiers témoins qui ont comparu devant votre Comité, des représentants de la Getty Oil and Canadian Reserve, ont discuté en détail de la récupération thermique du pétrole. Cette méthode de récupération assistée du pétrole est considérée comme l'une des plus éprouvées. Elle sert tout d'abord, pour des raisons évidentes, à réduire la viscosité du pétrole lourd, qui est très épais et visqueux, afin qu'il s'écoule plus facilement vers les puits d'exploitation.

Un procédé un peu plus compliqué de récupération thermique est celui de la combustion *in situ*, qui consiste à injecter de l'air au fond du puits et à enflammer le pétrole afin d'en brûler une partie. Comme je viens de le dire, c'est un procédé compliqué. On se trouve à faire une dilution et un craquage dont les produits sont extraits à partir d'un autre puits. Les méthodes thermiques, en particulier la stimulation à la vapeur,

[Text]

Some people consider steam stimulation—that is, injecting steam at one well and producing this after a soaking period—as not really an enhanced oil recovery process. These distinctions are, however, primarily a question of semantics.

If thermal recovery methods have so far concentrated on getting heavy oil to be produced, there are other methods that have been directed more towards trying to improve the recovery of lighter oils. These fall into two categories: miscible gas injection and chemical flooding. The word “miscible” means that you would have no interfaces, and that you can inject something into the ground that is completely soluble with the oil. When you inject a fluid such as carbon dioxide or liquid natural gases—propane and ethane-containing gases—under pressure at the reservoir conditions, you get miscibility with many reservoir oils. This does a number of things. The oil swells, its viscosity is reduced, and because you have a miscible system instead of one where there are these interfaces, you don't, in theory, leave the trapped oil that would occur in a water flood.

Senator Frith: What is the derivation of the word “miscible”?

Dr. McCaffery: I honestly have not looked it up in the dictionary. It just means completely mixable in the proportions that you put it into a reservoir. Some of these solvents are not directly miscible when first injected, but become miscible as they proppagate and mix in the reservoir.

In Alberta and Saskatchewan, there are a number of thermal projects going on. I think that at last report there are some 24 thermal projects, but this includes some in regions of unconventional oil up in oil sand regions, in Peace River, Athabaska and Cold Lake. There are also several *in situ* combustion tests. The most well-known and biggest is the Batrum project in Saskatchewan run by Mobil Oil.

The Chairman: Is thermal confined to shallow depths? What is the limit?

Dr. McCaffery: There are limits on the different processes. When you are talking about steam injection, depth is important, because as you go deeper and deeper the heat losses in getting the steam down the pipe become tremendous, so you in fact are not injecting steam, you are injecting condensed steam or hot water, and then you have lost the advantage of the heat of condensation. The depth limit on steam is generally considered to be about 5,000 feet, but an even worse limit on steam injection is that you need a certain thickness in the reservoir to make it viable. Our cut-offs for steam used at the Institute are 20 feet of net pay for steam stimulation, and for steam drive, that is on a pattern basis, you need somewhere in the order of 30 feet of net pay.

[Traduction]

sont considérées comme les procédés les plus efficaces de récupération assistée.

Selon certains, la stimulation par injection de vapeur d'eau, qui consiste à injecter de la vapeur dans un puits et à reprendre l'exploitation de ce puits après une période d'imbibition, ne constituerait pas vraiment un procédé de récupération assistée. Ce ne sont là que des questions de terminologie.

Si les méthodes de récupération thermique ont jusqu'ici été utilisées pour la production d'huile lourde, il existe d'autres méthodes orientées davantage vers l'amélioration de la récupération des pétroles légers. Ces dernières appartiennent à deux catégories: injection de gaz miscibles et injection de produits chimiques. Le terme «miscible» signifie qu'il n'existerait pas d'interface et qu'on peut injecter dans la terre un produit qui est complètement soluble dans le pétrole. Si l'on injecte un fluide comme le bioxyde de carbone ou des gaz naturels liquides—propane et gaz contenant de l'éthane—sous pression dans le réservoir, on obtient la miscibilité dans de nombreux types de réservoirs. Cette méthode produit un certain nombre de réactions: le pétrole se gonfle, sa viscosité diminue et, comme la miscibilité n'entraîne pas d'interfaces, il n'y a pas, en théorie, de pétrole piégé comme ce serait le cas avec une injection d'eau.

Le sénateur Frith: Quelle est l'origine du mot «miscible»?

M. McCaffery: Franchement, je n'ai pas vérifié au dictionnaire. Cela signifie simplement: qui peut se mêler complètement en formant un mélange homogène dans un réservoir. Certains de ces composés ne sont pas miscibles au moment même de leur injection, mais ils le deviennent à mesure qu'ils se propagent et se mélangent dans le réservoir.

En Alberta et en Saskatchewan, un certain nombre de projets thermiques sont en cours. Je pense que, selon les dernières nouvelles, il y en a environ 24, mais ce chiffre comprend quelques projets situés dans des régions de pétrole non conventionnel et dans les zones des sables bitumineux, à Peace River, Athabaska et Cold Lake. Il y a également plusieurs essais de combustion *in situ*. Le mieux connu et le plus important est celui de Batrum, en Saskatchewan, que réalise la Mobil Oil.

Le président: Le procédé thermique est-il limité aux gisements peu profonds? Quelle est la limite?

M. McCaffery: Il existe des limites pour les divers procédés. Pour l'injection de vapeur d'eau, par exemple, la profondeur est importante. Plus il faut aller profondément, plus les pertes de chaleur sont considérables. On finit par injecter non pas de la vapeur mais de la condensation de vapeur ou de l'eau chaude, avec le résultat qu'on perd ainsi le bénéfice de la chaleur de la condensation. On estime généralement que la profondeur limite, pour la vapeur, est d'environ 5,000 pieds, mais plus important encore pour l'injection de vapeur, il faut que le réservoir ait une certaine épaisseur. Les chiffres que nous utilisons à l'Institut sont de 20 pieds pour la stimulation à la vapeur d'eau et d'environ 30 pieds pour le drainage à la vapeur d'eau.

[Text]

In Canada we have not done much testing of CO₂ flooding. This method, however, is considered to be one of the potentially good processes for recovering light oil when approaches like steam injection and chemical flooding will not apply, particularly in deep carbonate reservoirs. The concentration in Canada so far has been with the hydrocarbon solvent, because we have had a good supply of these. I think there are eight projects on-going, all commercial projects, involving hydrocarbon solvent. Of those, six projects are in very unique reservoirs that are basically pinnacle reefs which have good vertical continuity and relatively small areal extent. However, there are two projects involving horizontal type floods. At a high enough pressure even nitrogen becomes miscible with an oil, the limit being about 5,000 p.s.i., depending on the temperature, so possibilities exist for mixtures of different gases to be used as enhanced recovery fluids in some cases.

This process is relatively well proven as a secondary recovery method, but it is still undergoing a lot of development work as a tertiary recovery; that is, to get trapped oil after a water flood. It is, however, considered to be one of the very high profile and high potential methods, particularly on the U.S. for use in Texas and New Mexico in some of their carbonate reservoirs.

We also have a lot more reservoirs that could be amenable to miscible flooding. In fact, the largest reservoir in Canada is the Pembina Cardium pool, which is expected to achieve only 21 per cent of its oil in place under waterflooding. It is very wide and has about 3,000 wells in it; it is thin and has very bad stratification, but if anything is ever done to increase recovery it could involve miscible flooding.

Senator Guay: When Senator Frith asked you a question with regard to the word "miscible" you said you did not know and you would have to look it up. You are in this field at all times, and I should like to know what it means to you.

Dr. McCaffery: What it means is this: If I mix water and coffee, they will mix completely. When one drives fluids through rock, there is a lot of mixing so that in the end the two fluids will be the sum of what you put together. The other driving force is diffusion—that is, if you think of one molecule that has a certain energy in it, it will mix into the other until concentrations are unitary. When one says something is completely miscible, that means it is soluble in another fluid in all proportions. That is what I understand the word "miscible" to mean.

Senator Smith: If you had 500 units of one and 200 units of the other, they would mix evenly?

Dr. McCaffery: Yes. When there are distinct interfaces, such as oil on top of water, there is a distinct elastic interface to them. That is immiscible displacement. Water flooding is an immiscible process, because water never mixes with oil.

[Traduction]

Au Canada, nous n'avons pas fait beaucoup d'essais d'injection de CO₂. On considère cependant cette méthode comme l'un des bons procédés pour récupérer le pétrole léger lorsque la vapeur d'eau et les produits chimiques ne peuvent être utilisés, en particulier, dans les réservoirs carbonatés profonds. Jusqu'ici, au Canada, on s'est concentré sur les hydrocarbures parce que nous en avons en grande quantité. Il doit y avoir huit projets, tous commerciaux, qui utilisent des hydrocarbures. Six d'entre eux concernent des réservoirs très particuliers qui sont fondamentalement des pitons pourvus d'une bonne continuité verticale et d'une surface relativement peu étendue. Dans deux cas, cependant, le réservoir est caractérisé par l'horizontalité. A une pression suffisamment élevée, même l'azote devient miscible avec le pétrole, la limite étant d'environ 5,000 livres par pouce carré, selon la température; il existe donc des possibilités pour des mélanges de gaz différents pouvant être utilisés dans certains cas comme fluides de récupération assistée.

Ce procédé a fait ses preuves en tant que méthode de récupération secondaire, mais il est encore à l'essai comme méthode de récupération tertiaire, c'est-à-dire pour récupérer le pétrole piégé après une injection d'eau. On le tient cependant pour l'un des procédés les plus importants et les plus prometteurs, surtout aux États-Unis, dans les États du Texas et du Nouveau-Mexique pour certains réservoirs carbonatés.

Nous avons également beaucoup plus de réservoirs qu'on pourrait exploiter au moyen de produits miscibles. En fait, le plus important est celui de Pembina Cardium, qui, selon les prévisions, ne livrera que 21 p. 100 de son pétrole si l'on injecte de l'eau. Ce réservoir est très étendu et environ 3,000 puits y sont forés; son épaisseur est faible et sa stratification très mauvaise mais, s'il y a un moyen d'augmenter le taux de récupération, c'est bien en injectant des produits miscibles.

Le sénateur Guay: Lorsque le sénateur Frith vous a demandé la signification du mot «miscible», vous avez répondu que vous le saviez pas et que vous devriez vérifier. Vous vous occupez constamment de ces questions; je voudrais donc savoir ce que ce terme signifie pour vous.

M. McCaffery: Voilà ce que cela signifie: si je verse de l'eau dans du café, ils se mélangeront complètement. Si l'on fait passer des liquides à travers de la roche, il y a un brassage considérable, de sorte qu'au bout du compte, les deux liquides formeront un mélange. L'autre force qui agit est celle de la diffusion, c'est-à-dire que si vous prenez des molécules pourvues d'une certaine énergie, elles se mélangeront aux autres jusqu'à ce que les concentrations soient semblables. Lorsqu'on dit d'un élément qu'il est miscible, cela signifie qu'il est soluble dans un autre fluide en toutes proportions. C'est ce que signifie, à mon avis, le mot «miscible».

Le sénateur Frith: Si vous aviez 500 unités d'un liquide et 200 unités de l'autre, ils se mélangeraient également?

M. McCaffery: Oui. Lorsqu'il existe des interfaces différentes, comme l'huile à la surface de l'eau, il y a une interface élastique distincte. C'est un déplacement immiscible. L'injection d'eau est un procédé immiscible, parce que l'eau ne se mélange jamais au pétrole.

[Text]

There is a method which is reasonably far down the road, both from an economic viability point of view and from a technological viability point of view—that is, to put different chemicals into the ground. It is true that gases are chemicals, but this is still called chemical flooding. The main regime is tied in with the word “surfactant”.

Senator Frith: Just going back, and not specifically going back to the meaning of the word, you said that we have not done much CO₂ flooding, that we have concentrated more on hydrocarbon solvents because we have a good supply of them. Could you give me an example of that?

Dr. McCaffery: A good supply of Lng's that can be used. The conventional hydrocarbon solvent is to take the so-called solution gas that comes out of the oil as you blow it down to atmospheric pressure and remove some of the very light methane so that you are left with reasonable proportions of ethane and propane as a mixture, and by pumping that back into the ground at the pressure in the ground. These in fact are completely soluble and go completely back into the oil. They are soluble in the oil and can be used as miscible drive fluids.

In the surfactant area, this process has had a high profile because it really is being seriously tested in the United States. The United States Department of Energy, along with the companies, which are all pilot projects, is spending \$122 million. They appear to be trying to prove or perhaps disprove this process.

It is turning out that to apply the process in the field is a lot more complicated than people had expected initially, but again with the sharp escalation in the price of oil, depending on how much relief is given, it might become viable. The problem with all of these chemical methods is that what one relies on is putting an expensive chemical into the ground and propagating it between two wells. Mother Nature is never that nice that you get things called homogeneous reservoirs. When one relies on propagating a relatively minor amount of some expensive chemical between an injection well and a projection well, the forces involved in mixing it usually work against you.

Senator Guay: With regard to water, stream, and so forth, it is recoverable. In this case, I presume it is not recoverable, or is it recoverable in part?

Dr. McCaffery: People are looking at whether it is worth trying to recover this surfactant, or soap.

The Chairman: What do you mean by the word “surfactant”? Is it Oxydol?

Dr. McCaffery: The word “surfactant” stands for surface active agent. The material tends to want to go to the surface, to the interface of the liquid. When it does this it causes the effect of not making things miscible, but getting the surface forces down to very low values. This is tied in with the phrase, “interfacial tension.” It means one is attempting to reduce the

[Traduction]

Il existe une méthode qui est encore assez loin d'être prête, à la fois du point de vue économique et du point technique; il s'agit de l'injection de différents produits chimiques. Il est vrai que les gaz sont des produits chimiques, mais cette méthode s'appelle injection chimique. Le système se fonde sur les agents tensioactifs.

Le sénateur Frith: Je voudrais revenir un peu en arrière et pas nécessairement à la signification du terme, mais vous avez dit que nous n'avons pas fait beaucoup d'essais avec l'injection CO₂, que nous nous sommes plutôt concentrés sur les hydrocarbures parce que nous en avons une grande quantité. Pourriez-vous me donner un exemple de cela?

M. McCaffery: Nous pensons compter sur une bonne quantité de GNL. En ce qui concerne le solvant traditionnel aux hydrocarbures, il faut prendre ce qu'on appelle le gaz en solution qui provient du pétrole à mesure qu'on en fait l'extraction à la pression atmosphérique et enlever une partie du méthane, très léger, de sorte qu'il nous reste de bonnes proportions du mélange éthane-propane et le repomper dans le réservoir à la pression du réservoir. Ces éléments, en fait, sont complètement solubles et retournent entièrement dans le pétrole. Ils sont solubles dans le pétrole et peuvent être utilisés comme produits de déplacement miscibles.

Quant aux agents tensioactifs, ce procédé a connu une grande popularité parce que des essais très sérieux ont lieu aux États-Unis. Le département américain de l'Énergie et les sociétés dépensent \$122 millions pour ces études, qui sont toutes des projets-pilotes. On semble essayer de voir si le procédé a quelque valeur.

Il se trouve que l'application du procédé sur place est beaucoup plus compliquée qu'on ne l'avait d'abord prévu, mais, là aussi, compte tenu de la montée en flèche des prix du pétrole, suivant les allègements qui seront accordés, cela pourrait se faire. Le problème, dans le cas de toutes ces méthodes chimiques, c'est que l'on compte sur l'injection dans le sol d'un produit chimique coûteux et sur sa propagation entre deux puits. La nature n'est pas assez généreuse pour nous fournir ce qu'on appelle des réservoirs homogènes. Quand on compte sur la propagation d'une quantité relativement faible de quelques produits chimiques coûteux entre un puits d'injection et un puits d'extraction, les forces en jeu pour opérer le mélange jouent d'habitude au détriment de la production.

Le sénateur Guay: En ce qui concerne l'eau, la vapeur, etc. c'est récupérable. Dans ce cas, je suppose que cela ne l'est pas, ou alors partiellement?

M. McCaffery: On fait des recherches en ce moment pour savoir si cela vaut la peine de récupérer l'agent tensioactif ou le savon.

Le président: Que voulez-vous dire par «tensioactifs»? Est-ce de l'Oxydol?

M. McCaffery: Le produit tend à monter à la surface, à l'interface du liquide. Lorsqu'il y arrive, cela a pour effet de ne pas rendre les éléments miscibles mais de ramener à des valeurs très basses les forces de tension superficielle. Cela signifie qu'on essaie de diminuer les forces qui s'exercent à la surface des liquides. Certains de ces agents tensioactifs sont

[Text]

surface forces. Some of these surfactant formulations are just about miscible formulations. You can put oil and water into these things and they will solubilize both the oil and water. It is a very complicated process to describe.

What I am saying is that one of the problems is that it has only been proven reasonable to do this on a relatively close spacing basis. In talking about acres, it would be spacings of about 20 acres. That means one well covering 20 acres, and the real expense will come in using some of these measures because of the extra drilling costs.

Senator Guay: I should like to interrupt you there and get back to another point. What happens to the chemical? Does it not come up with the steam as water? What happens to it? Does it stay underground?

Dr. McCaffery: Because it is surface active it is also attracted to the surface of the rock, so you lose some in the ground. It also gets mixed in with the oil and gets produced.

Senator Guay: But does it not come out of the oil at some stage? It cannot stay in there, surely.

Dr. McCaffery: There are projects underway to determine whether it is worthwhile getting it out of the oil, but by the time it is produced it is sufficiently diluted. Like oil, it has a mixture of thousands of molecules. These surfactants, themselves, are derived—because it is the cheapest way of doing it—from the oil by sulfonating a fraction of the oil, although it is not enough to make the oil properties change so that refineries could not handle them. They are left alone. They are like an oil, in a sense. They are just slightly changed oil made colder.

There are two other similar processes which are perhaps not as expensive. One involves thickening the water by putting water soluble polymer molecules into the water, and in some of the medium gravity reservoirs you can change the properties of the injected water and make them alkaline—that is, you change the pH. You can get extra hydroxides in the water. These react with some of the compounds in the crude and form a surfactant in the ground.

I have numbers on what people currently expect to produce by these methods, particularly in the United States. First, I have this picture—

The Chairman: Could we go back to the other for one second? To summarize what you have told us, the thermal and miscible offer the greatest potential to the western—

Dr. McCaffery: These are the farthest on the learning scale. The chemical is the hardest to control. This is the farthest as far as understanding how it is applied in the field. There is a tremendous effort being made and a tremendous amount of money being expended to try to prove this method, even on a five acre pattern.

Senator Frith: Why?

Dr. McCaffery: Why is that money being expended?

[Traduction]

tout simplement des miscibles. Si on les ajoute à l'eau et au pétrole, ils rendent solubles à la fois l'eau et l'huile. C'est un procédé très difficile à décrire.

L'un des problèmes qui se posent, c'est qu'il n'a été jugé raisonnable de l'utiliser que dans le cas d'espacements relativement faibles, d'une vingtaine d'acres, par exemple. Cela signifie un puits couvrant 20 acres et des frais importants découleront de l'utilisation de certaines de ces méthodes à cause des coûts supplémentaires de forage.

Le sénateur Guay: J'aimerais vous interrompre et revenir maintenant à une autre question. Le produit chimique? Revient-il à la surface avec la vapeur en tant qu'eau? Que lui arrive-t-il? Reste-t-il sous terre?

M. McCaffery: Étant donné que c'est un agent de surface, il est aussi attiré à la surface de la roche, de sorte qu'on perd une certaine quantité dans la terre. Il est aussi mélangé avec l'huile et fait partie du produit.

Le sénateur Guay: Mais ne se sépare-t-il pas de l'huile à un certain moment? Il ne peut certainement pas y rester.

M. McCaffery: Des projets sont en cours pour déterminer si cela vaut la peine de le retirer du pétrole, mais au moment où il est produit, il est suffisamment dilué. Comme le pétrole, il contient un mélange de milliers de molécules. Ces surfactants, sont eux-mêmes dérivés du pétrole, parce que c'est le procédé le plus économique, en sulfonant une fraction du pétrole, même si cela ne suffit pas à en transformer les propriétés, de façon que les raffineries ne puissent pas les traiter. On les laisse tels quels. En un sens, ils sont comme un pétrole, une sorte de pétrole légèrement transformé et plus froid.

Il existe deux autres procédés analogues qui sont peut-être moins coûteux. L'un comporte l'épaississement de l'eau, à laquelle on ajoute des molécules de polymères solubles et, dans certains des réservoirs à gravité moyenne, on peut transformer les propriétés de l'eau injectée et les rendre alcalines, c'est-à-dire, on peut en changer le pH. On peut obtenir des hydroxydes supplémentaires dans l'eau. Ceux-ci réagissent avec certains des mélanges du brut et forment un surfactant dans la terre.

J'ai des chiffres relatifs à ce que les personnes concernées s'attendent actuellement de produire en utilisant ces méthodes, en particulier, aux États-Unis. D'abord, les chiffres suivants.

Le président: Pourrions-nous revenir un moment à l'autre procédé? Pour résumer ce que vous nous avez dit, les procédés thermique et miscible offrent les plus grandes possibilités pour l'Ouest.

M. McCaffery: Ils sont les plus connus. Les produits chimiques sont les plus difficiles à contrôler. Ce sont les plus avancés en ce qui a trait à la compréhension de leur application sur place. On fait d'énormes efforts et on dépense des sommes fabuleuses d'argent pour essayer de faire valoir cette méthode, même sur un patron de cinq acres.

Le sénateur Frith: Pourquoi?

M. McCaffery: Pourquoi dépense-t-on cet argent?

[Text]

Senator Frith: Yes, if the others are working. I do not mean that argumentatively. Is there some reason why this is the case?

Dr. McCaffery: This, again, is particularly in the U.S., because they are farther down in their production of old reservoirs. There are reservoirs which have completely watered out. You inject water and no oil comes out of the production well.

This surfactant/polymer method is a method that, potentially at least, if it can be controlled and if the technology can be improved and indeed can be made economically attractive, is one that will go in there and move out all of the oil that is being trapped in a reservoir within which these little drops of oil have been isolated. In that sense, it is probably better than even this other miscible method.

Also in the U.S. the spacing is usually a lot lower than we are used to in Canada, and that is why this process has been tested in the U.S. and not so far in Canada.

The Chairman: There is no testing on chemical in Canada?

Dr. McCaffery: Not in surfactant. There have been some polymer floods. The Tabor area has had a bit of a polymer flood. As well, in the Pembina Cardium pool a polymer flood was attempted. There have also been a few tests, and continue to be, like the Canadian Reserve test of alkaline flooding.

The Chairman: And the results?

Dr. McCaffery: Instead of waterflooding, they are injecting alkaline, and they expect that when you inject this alkaline agent instead of a waterflood agent into a relatively heavy reservoir, you will improve the recovery because of the reaction that the alkaline agent has on the oil. It is somewhat heavy oil and therefore acidic. It has compounds in it that are acid and which will react to this alkaline.

Senator Frith: Does that have anything to do with Getty's experience? Is Getty using alkaline elsewhere and therefore trying it with Canadian Reserve?

Dr. McCaffery: As I understand it, Getty has tried alkaline as an additive to steam in Kern River, without too much success. But they might also have tried a few caustic projects or alkaline projects. I do not think so. Canadian Reserve maybe obtaining help from Getty's research people.

Senator Frith: But it is not as a result of it being used in Kern River?

Dr. McCaffery: No. The next slide shows, conceptually, what this surfactant/polymer means, and with this I can easily explain why it is fairly hard to control. This is the conceptual figure for the CO₂ flood process as applied horizontally in a previously waterflood reservoir. In a big operation, of course, you would not be using a truck of liquefied CO₂. You would be compressing some carbon dioxide. You inject carbon dioxide ultimately with water. It sounds like a brute force method, but the idea of injecting both of these chemicals is to slow down

[Traduction]

Le sénateur Frith: Oui, si les autres méthodes fonctionnent. Je ne veux pas faire d'histoires, mais y a-t-il une raison à cela?

M. McCaffery: Encore une fois, c'est particulier aux États-Unis, qui sont plus avancés dans la production de leurs vieux réservoirs. Il y a des réservoirs qui ont été injectés d'eau et qui sont épuisés. Vous injectez de l'eau et il n'y a pas de pétrole qui sort du puits de production.

Cette méthode d'injection d'agents tensio-actifs et de polymères permettra, du moins si on arrive à la contrôler, à l'améliorer et à la rendre plus économique, de faire sortir tout le pétrole piégé dans un réservoir dans lequel ces petites gouttes de pétrole ont été isolées. En ce sens, elle est probablement meilleure que cette autre méthode miscible.

De plus, aux États-Unis, l'espacement des puits est habituellement moindre qu'au Canada, et c'est pourquoi ce processus a été mis à l'essai aux États-Unis et pas encore au Canada.

Le président: N'y a-t-il pas d'essais d'injection de produits chimiques au Canada?

M. McCaffery: Pas en ce qui concerne les agents tensio-actifs. Il y a eu des essais d'injection de polymères dans la zone de Tabor et dans le gisement de cardium de Pembina. Il y a également eu quelques essais, qui se poursuivent d'ailleurs, où Canadian Reserve a mis à l'essai l'injection de solutions alcalines.

Le président: Et les résultats?

M. McCaffery: Ils injectent des solutions alcalines plutôt que de l'eau et s'attendent d'améliorer la récupération en ce qui a trait aux réservoirs d'huile lourde, à cause de l'action de l'agent alcalin sur le pétrole. C'est de l'huile lourde, donc acide. Elle comporte des éléments qui sont acides et qui réagissent à la solution alcaline.

Le sénateur Frith: Cela a-t-il quelque chose à voir avec l'expérience de Getty? Getty utilise-t-elle des solutions alcalines ailleurs et fait-elle l'essai de cette méthode avec Canadian Reserve?

M. McCaffery: Si je ne m'abuse, Getty a fait des essais d'injection de solutions alcalines ajoutées à de la vapeur à Kern River, mais elle n'a pas eu beaucoup de succès. Elle a peut-être réalisé quelques projets d'injection de solutions caustiques ou alcalines, mais je ne pense pas. Canadian Reserve obtient peut-être de l'aide des chercheurs de Getty.

Le sénateur Frith: Mais ce n'est pas parce qu'elle utilise cette méthode à Kern River?

M. McCaffery: Non. La diapositive suivante montre de façon conceptuelle ce que signifie la méthode de l'injection d'agents tensio-actifs et de polymères; avec cela je peux aisément expliquer pourquoi elle est plutôt difficile à contrôler. C'est la représentation conceptuelle du processus d'injection de CO₂ appliqué horizontalement dans un réservoir préalablement injecté d'eau. Dans une grande exploitation, on n'utiliserait évidemment pas un camion de CO₂ liquéfié. On compresserait de l'anhydride carbonique, qu'on injecterait avec de l'eau. Cela

[Text]

the advance of the carbon dioxide. Being a gas, carbon dioxide is very light, and it could in fact channel right through between the injection well and the production well. So, this slows it down and, in the lingo of the oil recovery, improves the mobility ratio between the oil, that you want to get out and the dry fluid you ultimately inject. It is called the water-alternating-gas-process. This is in fact also what is used in hydrocarbon miscible recovery schemes. The reservoirs are never exactly as uniform as shown on these slides, but this shows, conceptually, how things would occur. This is a layout showing a bit of the plan of the scheme for the surfactant or micellar or polymer flooding process. Basically, what you do is you inject this surfactant, and behind it you inject a polymer, and the reason you do so is so that the polymer has a lower mobility. It has a higher viscosity, a higher consistency, than the fluids that it is trying to drive, and therefore it allows the injected fluid to sweep more of the area with which you are involved.

Basically, there are a lot of different little zones of fluids that you inject, and the problem with such a complicated process, as you can see, is to keep all of these zones in their right order and stop them from mixing and breaking each other up as they propagate through the reservoir. This is why, up until now, everything that has been tried has been on a relatively close spacing basis, like five-acre spacing. There is one company in the U.S. that is quite committed to this process and which owns a lot of patterns, and it is called Marathon Oil. That company has the biggest field test. It is called a Field Scale Demonstration Test and is on 407 acres in the Robinson Field in Illinois. They have quite an extensive plant that sulphates the oil, or a fraction of this oil, to make it surfactant, and they also make the polymer on site.

As you might also guess, all of these chemicals and all of the hardware involved with this makes this oil, when it is recovered, very expensive oil.

The Chairman: Marathon has considerable holdings in the Lloydminster area, does it not?

Dr. McCaffery: They are in Canada, too.

The Chairman: In Lloydminster?

Dr. McCaffery: I believe so, yes.

Senator Balfour: And in southwestern Saskatchewan.

Senator Guay: You have said that this is very expensive oil. Expensive compared to what?

Dr. McCaffery: There is another company, the Gary Operating Company, that is in a field called the Bell Creek Field, and their head of Research and Development is Arnold Goldberg. I think he was formerly the chief research person at Boeing. He recently stated that the cost of the oil recovered in their micellar/polymer flood would be \$20 U.S., and that is without the incentives. That is just the actual cost per barrel of oil, and actually is still well below the world price of oil. In their reservoir they are currently implementing a field scale

[Traduction]

semble être une méthode qui utilise la force brute, mais l'injection de ces deux produits chimiques vise à ralentir l'avance de l'anhydride carbonique. Comme c'est un gaz, l'anhydride carbonique est très léger et il pourrait en fait se canaliser jusqu'entre le puits d'injection et le puits de production. Donc, il est ralenti, ce qui, dans le processus de la récupération du pétrole, améliore le degré de mobilité qui existe entre le pétrole qu'on veut récupérer et le fluide sec qu'on injecte en dernier lieu. Il s'agit d'un processus d'injection alternée d'eau et de gaz. C'est aussi ce qu'on fait pour la récupération d'hydrocarbures par injection de solutions miscibles. Les réservoirs ne sont jamais aussi uniformes que ce qu'on peut voir sur les diapositives, mais celle-ci montre de façon conceptuelle comment les choses se produiraient. En voici une qui montre une partie du plan du programme d'injection d'agents tensio-actifs, ou de micelles ou polymères. Essentiellement, on injecte cet agent tensio-actif; ensuite un polymère, qui a une mobilité moindre. Mais comme sa viscosité et sa consistance sont supérieures à celles des fluides qu'il déplace, il permet un balayage plus grand de la zone en cause.

Essentiellement, il y a de nombreuses petites zones de fluides différentes qui sont injectées de la sorte, et le problème que pose un processus aussi complexe, comme vous pouvez le voir, c'est de s'attaquer à toutes ces zones dans le bon ordre et de les empêcher de se mélanger et de se rompre au fur et à mesure que les agents se propagent dans le réservoir. C'est pourquoi tout ce qu'on a mis à l'essai jusqu'à ce jour l'a été dans des espaces relativement rapprochés, c'est-à-dire des espacements d'environ cinq acres. Il y a aux États-Unis une société, la Marathon Oil, qui utilise beaucoup ce processus et qui possède de nombreux modèles. Cette société effectue dans le gisement Robinson, de l'Illinois, le plus gros essai. Il s'agit d'un essai appelé «Field Scale Demonstration Test» réalisé sur 407 acres. Elle a une vaste usine qui sulfate le pétrole ou une fraction de ce dernier pour en faire un agent tensio-actif. Elle fabrique aussi le polymère sur les lieux.

Comme vous pouvez également le deviner, tous ces produits chimiques et tout le matériel en cause rendent ce pétrole, une fois récupéré, très coûteux.

Le président: Marathon a beaucoup de concessions dans la région de Lloydminster, n'est-ce pas?

M. McCaffery: Au Canada aussi.

Le président: Mais dans la région de Lloydminster?

M. McCaffery: Je crois, oui.

Le sénateur Balfour: Et dans le sud de la Saskatchewan.

Le sénateur Guay: Vous avez dit que c'était un pétrole très coûteux. En comparaison de quoi?

M. McCaffery: Il y a une autre société, la Gary Operating Company, qui exploite un gisement appelé Bell Creek Field; Arnold Goldberg est le chef du service de recherche et de développement de cette société. Je pense qu'il était anciennement chef du service de recherche de Boeing. Il a récemment déclaré que le coût du pétrole récupéré par la méthode de l'injection de micelles et de polymères était de \$20 américains, sans compter les subventions. Ce n'est que le coût réel par baril, et il est en fait bien au-dessous du prix mondial. Elle

[Text]

EOR project. They have done a pilot. They expect to recover an extra 1.5 million barrels of oil from the pool, and for that they expect to spend 20 times this \$1.5 million.

Senator Frith: How does that compare with oil sands costs?

Dr. McCaffery: I may be biased to a degree, but I think that this oil would compare favourably with oil sands costs and that we should, if possible, give serious consideration in Canada to going after this oil in addition to the oil sands, because the costs are certainly comparable.

For the CO₂, which I glossed over, what people are coming up with are numbers as to how many thousands of cubic feet of CO₂ are needed to recover one additional barrel of oil, and the numbers from the U.S. experience in Tertiary oil recovery range from 10,000 to 22,000 cubic feet of carbon dioxide per additional barrel of oil recovered. If that CO₂ costs \$1 to \$2 a thousand cubic feet, then here again it is very expensive. You are talking in terms of \$20 to \$40 on the cost of the CO₂ to recover that additional oil.

In the paper I tried to show numbers for Canada and the world, but this is out of a fairly recent Department of Energy report where they show, in the case of the U.S., that there are 4 million barrels a day produced by primary recovery, more or less; 4 million by waterflooding; and 400,000 by enhanced oil recovery. This enhanced oil recovery of 400,000 barrels is above the waterflooding. It is the actual net amount that is recovered by the so-called exotic techniques or enhanced recovery methods. This slide shows their breakdown of the distribution of the different processes. As you can see, steam is the big contributor here.

Senator Frith: This is dealing with what area, Dr. McCaffery?

Dr. McCaffery: This is just the United States.

The Chairman: According to the evidence from Getty, most if not all of the steam is in California. Is that right?

Dr. McCaffery: Yes. California's reservoirs, as I understand it, are quite different from Alberta's and Saskatchewan's heavy oil reservoirs. They are generally a lot thicker, and they have some advantages in aspects such as gravity drainage because of the larger pay zones. There is initially a concentration on cyclic steam stimulation, but then after a period of cyclic the projects go to steam drive.

The Chairman: Notwithstanding the difference of the reservoirs and the geological makeup of the area, would Getty not have considerable expertise to offer, or would they have none?

Dr. McCaffery: Yes, they would.

The Chairman: Considerable?

Dr. McCaffery: A lot of the expertise is also in the area of hardware and how to solve sanding problems and water treating. It is not all just in reservoir mechanics. Those would be completely transferable. It is just that the actual reservoir may

[Traduction]

réaliser actuellement un projet de récupération assistée. L'essai préliminaire a été complété. La société s'attend à récupérer du gisement 1.5 million de barils de pétrole de plus, ce pourquoi elle s'attend à dépenser 20 fois plus que ce 1.5 million.

Le sénateur Frith: Comment cela se compare-t-il au coût des sables bitumineux?

M. McCaffery: Je suis peut-être préjugé jusqu'à un certain point, mais je pense que le coût de ce pétrole se comparerait favorablement à celui des sables bitumineux et que nous devrions, dans la mesure du possible, envisager sérieusement de récupérer ce pétrole au Canada, outre celui des sables bitumineux, car les coûts sont certainement comparables.

Pour ce qui est du CO₂, dont j'ai parlé, on a des chiffres quant aux pieds cubes de CO₂ nécessaires pour récupérer un baril supplémentaire du pétrole. D'après l'expérience américaine au niveau de la récupération tertiaire, il faut de 10,000 à 22,000 pieds cubes d'anhydride carbonique pour un baril supplémentaire. Si le CO₂ coûte de \$1 à \$2 par millier de pieds cubes, c'est encore une fois très coûteux. Il s'agit donc de \$20 à \$40 de CO₂ pour récupérer un baril supplémentaire.

Dans ma mémoire, j'ai essayé d'établir des chiffres pour le Canada et pour le monde à partir d'un rapport assez récent du ministère de l'Énergie qui montre que, dans le cas des États-Unis, la récupération primaire donne 4 millions de barils par jour, plus ou moins; l'injection d'eau, 4 millions de barils, et les méthodes de récupération assistée, 400,000. La récupération assistée est effectuée dans les couches qui se trouvent au-dessus de la zone inondée. Ce chiffre représente la quantité nette récupérée par les méthodes de récupération assistée. Cette diapositive montre la répartition des différents processus. Comme vous pouvez le voir, la vapeur est ici l'élément principal.

Le sénateur Frith: Cela concerne quelle région, monsieur McCaffery?

M. McCaffery: Les États-Unis seulement.

Le président: D'après les témoignages de Getty, la vapeur est principalement utilisée en Californie. Est-ce exact?

M. McCaffery: Oui. Les réservoirs de la Californie, si je ne m'abuse, sont très différents des réservoirs d'huile lourde d'Alberta et de Saskatchewan. Ils sont généralement beaucoup plus épais, et comportent des avantages en ce qui concerne le drainage par gravité, par exemple, vu la grandeur des zones productives. On se concentre au début sur la stimulation par poussées de vapeur cycliques, mais après un certain temps, on procède par drainage par poussées de vapeur.

Le président: Indépendamment de la différence entre les réservoirs et de l'aspect géologique de la région, Getty n'aurait-elle pas beaucoup de connaissances techniques à offrir?

M. McCaffery: Oui.

Le président: Beaucoup?

M. McCaffery: Une bonne part des connaissances techniques concernent la question du matériel et les façons de résoudre les problèmes de sablage et de traitement de l'eau. Elles ne concernent pas seulement l'aspect mécanique des

[Text]

not respond exactly as the California reservoirs do. In fact, many of these processes and many reservoirs are different from one another. Each reservoir has to be studied to a reasonable degree as an individual unit.

Senator Frith: That is why they want to do some projects to see if everything is there and to see if everything you describe would apply and how it would apply.

Dr. McCaffery: Yes.

The Chairman: Is that technology not available in Canada?

Dr. McCaffery: Husky is a Canadian company and it has technology. Of course, they also have a branch in California that does some research, but it is true that a lot of the technology is born in the United States through the multinationals and they would bring it to bear on Canada.

Just to show you that even these numbers are not gospel numbers, there was a recent review by Marvin Katz of Arco Oil & Gas, and I gave this review to the chairman, where he said that the CO₂ enhanced recovery complement was 40,000 barrels per day because there were three commercially viable and commercially operational projects in the U.S. In this particular survey put out by the Department of Energy the number is about half as much. This is the breakdown and this shows that this miscible gas—if you lump in the older hydrocarbon projects and the newer carbondioxide projects and other things like inert gas—is the second biggest contributor to enhanced oil recovery in the country that is doing most of it. In Alberta we are doing pretty well because, to the best estimate, we will be recovering about 10,000 barrels a day by hydrocarbon miscible flooding in these eight projects. These numbers are very hard to get at. It is very hard to find out for sure, and it depends upon a lot of engineering judgment what Texaco is recovering by enhanced recovery, for example, from Wizard Lake, one of the best and most successful hydrocarbon miscible projects anywhere. But these are, nevertheless, the estimates.

There was a lot of hope for the *in situ* combustion process, but it is tremendously expensive and hard to control. I have heard numbers from some people such as the President of Murphy Oil who used the words "lifting costs"—that is everything involved in sinking the production well and getting it out of the ground and into the barrel or a tank. The lifting costs he quoted were around \$21 per barrel in a pilot project. Again, they are learning and gaining experience in this.

Chemical flooding is a combination of different methods, and in this survey they say 2,000. I have seen surveys that say 4,000. Again, it depends on the base line, what you say that the water flood would have given had you continued it in many cases. So those are the numbers. They are not that impressive, but they are substantial. If you take away the thermal in California, then you are into 100,000 barrels per day in the United States.

[Traduction]

réservoirs. Ces connaissances seraient transférables. Seulement, le réservoir n'est peut-être pas identique aux réservoirs de la Californie. En fait, bon nombre des processus et des réservoirs sont différents les uns des autres. Chaque réservoir doit dans une mesure raisonnable être étudié individuellement.

Le sénateur Frith: C'est pourquoi ils veulent réaliser certains projets, pour voir si tout est là et si tout ce que vous décrivez s'appliquerait, et de quelle façon.

M. McCaffery: Oui.

Le président: N'avons-nous pas ces techniques au Canada?

M. McCaffery: Husky est une société canadienne qui a ces techniques. Évidemment, elle a une succursale en Californie qui fait des recherches, mais il est vrai qu'une grande part des techniques sont nées aux États-Unis, grâce aux multinationales, qui les ont exportées au Canada.

Pour vous montrer que même ces chiffres ne sont pas absolus, dans une récente analyse dont j'ai donné copie au Président, Marvin Katz de Arco Oil & Gas dit que l'injection de CO₂ a permis de récupérer 40,000 barils supplémentaires par jour, car il y avait aux États-Unis trois projets commercialement viables et opérationnels. Dans l'étude du ministère de l'Énergie, le chiffre avancé représente environ la moitié de ce montant. Cela montre que le gaz miscible (en incluant les vieux projets relatifs aux hydrocarbures, les nouveaux projets concernant l'anhydride carbonique et autres éléments comme le gaz inerte) est le deuxième contributeur en importance en ce qui concerne la récupération de pétrole par des techniques améliorées dans le pays qui en fait le plus. En Alberta, nous nous en tirons très bien; d'après les meilleures évaluations, les huit projets permettront de récupérer environ 10,000 barils par jour grâce à l'injection de solutions miscibles d'hydrocarbures. Il est très difficile de déterminer des chiffres certains. Selon le jugement des ingénieurs, Texaco récupère grâce aux techniques améliorées telle quantité, en ce qui concerne, par exemple, le lac Wizard, l'un des projets où l'injection de solutions miscibles d'hydrocarbures donne les meilleurs résultats au monde. Ce sont néanmoins les prévisions.

On fondait beaucoup d'espoir sur le processus de la combustion *in situ*, mais c'est terriblement coûteux, et difficile à contrôler. J'ai entendu des chiffres de certaines personnes comme le président de Murphy Oil, qui parlait de «coût d'extraction»—tout ce qu'il en coûte pour forer le puits de production, pour récupérer le pétrole et le mettre dans le baril ou le réservoir. Les coûts d'extraction qu'il m'a mentionnés étaient d'environ \$21 par baril dans un projet pilote. Encore une fois, ils apprennent et acquièrent de l'expérience à cet égard.

L'injection de produits chimiques est une combinaison de diverses méthodes; dans la présente étude, on dit 2,000. J'en ai vu d'autres qui disaient 4,000. Encore une fois, selon le point de départ, on dit que l'injection d'eau aurait donné tant si on avait persisté dans bien des cas. Ce sont donc là les chiffres. Ces chiffres ne sont pas impressionnants, mais ils sont importants. Si on fait abstraction de l'application du traitement thermique en Californie, il reste aux États-Unis une production de 100,000 barils par jour.

[Text]

In my brief, I would say I was probably a little optimistic in the numbers I used. I used an oil and gas survey which at the time was two years old, and they have recently come out with another one. Also an editor of the *Financial Times*, a U.K. publication, claims to have surveyed the enhanced recovery levels from different companies in Canada, the U.S., Venezuela and elsewhere, and I think the number that I have for the current Canadian thermal recovery levels are a little optimistic, and there is this grey area which you call conventional oil or oil sands. If you count Cold Lake, it is not a conventional oil reservoir; it is an oil sand body and some of the numbers claimed for steam stimulation would have come from that. I have that table in my brief.

The Petroleum Recovery Institute a few years ago set out to screen reservoirs for particular processes, and the main initial objective of this was to see if on a technical basis, based on the characteristics of the reservoirs, it was possible to identify which enhanced recovery process would be workable for this. The net result of this study was that, from a purely technical basis, somewhere in the order of 50 to 60 per cent of our reserves in our conventional oil in sandstones and carbonates would be amenable to some process. I have here a slide that summarizes the case in sandstone pools where the biggest contributor was the miscible. It could be hydrocarbon, but we screened for carbon dioxide miscible. Then there were certain amounts for some of the other processes. Thermal was a fairly big contributor because this is 1.3 billion barrels initially in place and 1.2 billion remaining. But we used the Energy Resources Conservation Board listings in recognized pools that had certain reserves, and there is quite a debate and quite a range of numbers attributed to, say, the Lloydminster field and geologists usually have bigger numbers than engineers. Some people considered part of this not to be a real reserve.

Similarly for carbonates, it is very high. It is amenable technically to carbon dioxide. You are going to hear next time a further study on talking similar screening criteria and putting economics to it. In our study at the institute we did some very broad economics and, of course, since the new national energy program guidelines have come out, these things will be different. The price of oil and things like that will all be different, but at the time of our screening only about a few per cent of the reservoirs identified by processors were considered economical at the current \$14.75, and then \$16.75, a barrel. I do not want to paint a bleak picture, but one thing to think about is the fact of the complicated surfactant/polymer process. This is what Marathon Oil considers as a reasonable time scale for getting into a field scale. These are years, reservoir study, a technical pilot—that is, a small pilot with few wells,

[Traduction]

Je dois dire que dans mon mémoire j'ai probablement été un peu trop optimiste au sujet des chiffres. J'ai utilisé une étude sur la récupération du pétrole et du gaz naturel qui avait été effectuée deux ans auparavant et dernièrement ils en ont publié une autre. Par ailleurs, un rédacteur du *Financial Times*, publication du Royaume-Uni, prétend avoir étudié le degré d'application des méthodes de récupération assistée par les différentes sociétés pétrolières, tant au Canada, aux États-Unis qu'au Venezuela ou ailleurs et je pense que les chiffres que j'ai en main concernant le degré actuel de récupération par le traitement thermique au Canada sont un peu trop optimistes, étant donné qu'il y a encore un secteur flou représenté par les pétroles conventionnels ou les sables bitumineux. Si l'on compte le lac Cold, ce n'est pas un réservoir de pétrole conventionnel, mais une étendue de sable bitumineux et certains chiffres que l'on prétend affecter à la stimulation cyclique à la vapeur viendraient de là. Le tableau figure dans mon mémoire.

Le Petroleum Recovery Institute a décidé, il y a quelques années, de sélectionner des réservoirs afin de leur appliquer des traitements particuliers, dans le but de voir si, sur le plan technique, tout en se fondant sur les caractéristiques des réservoirs en question, il serait possible d'identifier la méthode de récupération assistée à utiliser. D'après cette étude, et toujours sur le plan purement technique, environ 50 à 60% de nos réserves de pétrole conventionnel trouvable dans le grès et les carbonates pourraient faire l'objet d'un certain traitement. J'ai ici une diapositive qui résume la question concernant les gisements de grès dont l'élément le plus contribuant est le miscible. Il pourrait s'agir d'un hydrocarbure, mais nous avons choisi un miscible de gaz carbonique. Ensuite, il y avait certains chiffres concernant d'autres traitements. Le traitement thermique est un contribuant assez important, avec ses 1.3 milliard de barils initialement en place et les 1.2 milliard restants. Toutefois, nous avons utilisé le cataloguement de l'Energy Resources Conservation Board concernant les gisements prouvés ayant certaines réserves. Toutefois, certains champs de pétrole, comme celui de Lloydminster, font l'objet de pas mal de controverses et toute une gamme de chiffres leur est attribuée. Les chiffres des géologues sont en général plus élevés que ceux des ingénieurs. Certaines personnes considèrent qu'une partie de ces champs ne constituent pas de réserves véritables.

Il en va de même pour les carbonates, le chiffre est très élevé. On peut les traiter, techniquement, au gaz carbonique. La prochaine fois, vous allez entendre un exposé sur l'intégration de critères de sélection semblables dans un contexte économique. Dans l'étude que nous avons effectuée à l'Institut, nous avons parlé d'économie en termes très généraux et, bien entendu, depuis que les directives du nouveau programme national d'énergie sont sorties, les choses sont différentes, ne serait-ce qu'en raison du nouveau prix du pétrole. Toutefois, au moment où nous avons effectué notre examen, seul un petit pourcentage des réservoirs identifiés par les conditionneurs, était considéré comme rentable au prix de \$14.75 et \$16.75 du baril, de l'époque. Ce n'est pas que je veuille assombrir le tableau, mais il ne faut pas oublier la complexité de la méthode (par injection d'eau/polymère. C'est ce que la société

[Text]

so that you can get some results on how things are going in a couple of years; evaluate this pilot, and then there is an economic scale pilot. Here they are thinking of their 407-acre test in the Robinson field. Then there is a period of development where they add a certain acreage in this big field to enhance the recovery process over a period of 10 years.

This may be a fairly pessimistic time scale for the most complicated process, but it still points out that these are not things that can happen overnight. We cannot ever inject, say, CO₂ into the ground and expect that tomorrow we shall get this additional oil. It takes time, especially if you have already water flooded it, because essentially you have to push up all this water that you put in and eventually, if everything works out right, you will get your bank of oil.

So I believe that enhanced recovery does have an important potential, but we should realize the time scale in connection with some of this. We can think of Lloydminster, and all the wells that need to be drilled and all the pipes that have to be put in for the steam and to put up production lines. That is all time consuming. In addition, there are regulatory agencies in the provincial and federal regimes, and environmental and, in some cases, other agencies that will all be involved in seeing that these processes get off the ground. So there is a time factor.

In connection with the time factor, four years ago the Petroleum Recovery Institute sent a brief to the Energy and Natural Resources Department in Alberta giving an estimate of the minimum and maximum lead times to get to a commercial scale project—just in general on enhanced recovery—and our estimate at the time was that it would take somewhere between four to ten years to get into a commercial on field-scale operation.

In the brief to the present Senate committee it mentioned the most recently available National Energy Board projections for enhanced oil recovery, and I would like to give you the range. Based on their analysis and submissions by industry, their number was a little over two billion barrels, of which roughly 60 per cent or 70 per cent came from heavy crudes. The light complement, if you add the three numbers, would be, say, 720 out of the two—let us say one-third of this oil—

The Chairman: What date was that?

Dr. McCaffery: Nineteen seventy-eight; the result of the NEB hearing in 1978. In the next submission you will hear a lot from Dr. Prince and Dawson. Phil Prince's analysis projected that there could be four billion barrels of oil recoverable from enhanced recovery, but the breakdown was a little different from the NEB. It was a bit more optimistic in the case of light oil as compared with the heavy. It was roughly two-to-one, light to heavy, as opposed to the other way, one-to-two.

[Traduction]

Marathon Oil considère comme une échéance raisonnable pour l'appliquer à l'échelle d'un champ de pétrole. Cela représente des années, une étude des réservoirs, un modèle technique—c'est-à-dire un petit modèle comprenant quelques puits, de manière à pouvoir déterminer l'évolution des choses dans deux ans d'ici—l'évaluation de ce modèle, et ensuite la création d'un modèle commercial. Il s'agit ici des essais sur le champ Robinson de 407 acres. Ensuite, il y a la période de développement où ils rajoutent un certain nombre d'acres dans ce champ pour accroître la récupération sur une période de 10 ans.

C'est peut-être un délai assez pessimiste pour une méthode aussi élaborée, mais cela ne fait que confirmer que ce genre de choses ne se fait pas du jour au lendemain. En effet, nous ne pouvons injecter, disons, du CO₂ dans le sol et nous attendre le lendemain à avoir davantage de pétrole. Cela prend du temps, surtout si vous avez déjà inondé le terrain d'eau, car il faut faire monter celle-ci et au bout du compte, si tout marche bien, vous aurez votre pétrole.

J'estime donc que la récupération assistée représente un potentiel important, mais nous devons également réaliser les délais que cela entraîne. Prenons, par exemple, le champ de Lloydminster et tous les puits qui doivent être forés et toutes les conduites qui doivent être installées pour canaliser la vapeur et acheminer le pétrole. Cela prend beaucoup de temps. En outre, il y a des organes de réglementation de ressort tant provincial que fédéral, des organes écologiques et dans certains cas, d'autres organismes qui s'occuperont tous de voir que ces procédés avancent. Il y a donc un facteur temps.

Il y a 4 ans. l'Institut de récupération du pétrole a envoyé un mémoire au Energy and Natural Resources Department de l'Alberta, en donnant une estimation du temps minimal et maximal nécessaire pour en arriver à un projet commercial—concernant la récupération assistée—et à ce moment là, nous avons estimé que cela prendrait entre 4 et 10 ans pour atteindre un niveau d'exploitation rentable commercialement.

Le mémoire présenté au Comité sénatorial actuel contient les toutes dernières prévisions de l'Office national de l'énergie concernant la récupération assistée de pétrole. Selon leur analyse et les mémoires présentés par l'industrie, les chiffres dépassaient légèrement 2 milliards de barils, dont 60 à 70 p. 100 proviennent de pétroles bruts lourds. Le léger complément équivaldrait, si l'on additionne les trois nombres, à disons 1/3 du pétrole total récupéré.

Le président: A quelle date cela remonte-t-il?

M. McCaffery: A 1978, c'est le résultat de l'audience de l'ONE de cette année là. Dans le prochain exposé, vous apprendrez beaucoup de choses de MM. Prince et Dawson. D'après l'analyse de Phil Prince, il pourrait y avoir 4 milliards de barils de pétrole de récupérables, grâce aux méthodes de récupération assistée mais la ventilation de cette analyse différerait quelque peu de celle de l'ONE. En effet, elle était un peu plus optimiste pour ce qui est du pétrole léger par rapport au pétrole lourd: elle affichait un taux de récupération deux-pour-un, au lieu de «un-pour-deux»,

[Text]

Senator Guay: The light oil was more or less?

Dr. McCaffery: More this time.

Senator Guay: On your other scale it showed 1,300.

Dr. McCaffery: Yes. The total light—we have this broken down—for Alberta alone is two billion barrels. There is very little in Saskatchewan; whereas the heavy was only a combination of 0.4 and 1.04 billion barrels. So there was a bit more considered recoverable, but from the light, as opposed to the other report. This came from the NEB forecast. We replotted their numbers. Their numbers in 1978 show both from new discoveries and the application of enhanced recovery—more or less on a 50-50 basis—the projected increased oil available from those two sources, but the enhanced recovery band would be half the size for the light and half the size for the heavy, as shown in this line.

One of the more conservative studies done in the U.S. a few years ago, in 1976, was the National Petroleum Council study. Even though it was conservative, it was not that conservative, and it showed that in the U.S. situation they were expecting from this study, which included economics, that there would be this dotted portion, depending on the price of oil—\$15 or \$25 in 1976—as a contribution from enhanced oil recovery from existing reservoirs; and furthermore, the existing reservoirs without enhanced recovery were going to decline at such a rate by the year 2000.

What is coming out in recent months is that these projections, as a very general rule, are being cut in half, despite the increased oil price. The reasons for this include inflation. At the time these studies were done they were expecting that a 10 per cent rate of return was reasonable. The cost of things, such as CO₂, which was going to be a big contributor to these amounts, has gone up very fast. Also, the chemical flooding techniques are proving far more complicated to get off the ground and apply—particularly those in the field demonstration regime, where we do not know for sure what their potential is. They have potential, but they are still being evaluated.

I have a short section in the brief about supply constraints. I think that at the last session there was some discussion about water. Regarding carbon dioxide, in the case of Canada we have not identified good sources of natural CO₂, so it will be expensive material to obtain. In many cases, based on current costs, hydrocarbon solvents may be competitive with this. Concerning chemicals, if chemical flooding became well proven, there would be a time factor involved in getting plants to make the required amounts of chemicals. Manpower is a problem because these types of projects do require a lot more definite care and babying, both from the facility design part, the engineering and the studies; so that we really would need a good influx of engineers, geologists, computer technicians and other people to man these processes and make sure that they are being implemented. It is not as simple as just putting a lot of water in the ground. Here we have a very expensive

[Traduction]

Le sénateur Guay: Le taux de récupération du pétrole léger était supérieur ou moindre?

M. McCaffery: Supérieur, cette fois-ci.

Le sénateur Guay: Votre autre échelle indiquait 1,300.

M. McCaffery: Oui. Le pétrole léger total—nous avons ici une ventilation—pour l'Alberta toute seule, se chiffre à 2 milliards de barils, en Saskatchewan, il y en a très peu, tandis que l'huile lourde ne correspondait qu'à un total de 0.4 et 1.04 milliards de barils. Donc, il y avait un peu plus de pétrole jugé récupérable, mais concernant le pétrole léger, contrairement à ce que disait le rapport de l'ONE. Nous avons recalculé ses chiffres qui en 1978, indiquaient—tant sur le plan des nouvelles découvertes, que sur le plan de la récupération assistée, plans qui étaient, plus ou moins, à égalité—l'augmentation prévue de pétrole disponible à partir de ces deux sources. Toutefois, la récupération assistée représenterait la moitié du volume du pétrole léger et la moitié du volume du pétrole lourd, comme indiqué dans ce graphique.

L'étude de National Petroleum Council constitue l'une des études les plus conservatrices effectuées aux États-Unis il y a quelques années, soit en 1976. Toutefois, elle n'était pas si conservatrice que ça puisqu'elle prévoyait concernant les États-Unis, qu'il y aurait cette partie en pointillé, selon le prix du pétrole—\$15 ou \$25 en 1976—comme apport obtenu grâce aux méthodes de récupération assistée du pétrole, appliquées aux réservoirs existants. En outre, elle prévoyait que les réservoirs existants, sans récupération assistée, diminueraient à un taux X d'ici l'an 2000.

Compte tenu des derniers événements, ces prévisions se trouvent en règle générale diminuées de moitié, et ce malgré la hausse du prix du pétrole. La raison en est, entre autres, l'inflation. À l'époque où ces études ont été effectuées, les auteurs pensaient qu'un taux de rendement de 10 p. 100 serait raisonnable. Or le coût des choses et notamment du CO₂, qui devait contribuer grandement à atteindre ce chiffre, est monté de façon vertigineuse. Par ailleurs, les techniques d'inondation chimique s'avèrent beaucoup plus compliquées que prévu à appliquer—notamment celles qui entrent dans le système d'essai sur le terrain, car nous n'en connaissons pas encore le potentiel. Elles en ont un, mais il reste à évaluer.

Il y a une petite partie du mémoire qui traite des restrictions en matière d'approvisionnement. Je pense qu'à la dernière séance nous avons parlé des méthodes par injection d'eau. En ce qui concerne le gaz carbonique, nous n'avons pas, au Canada, identifié de bonnes sources de CO₂ naturel. Ce serait donc un matériau onéreux à obtenir. Dans bon nombre de cas, si l'on se fonde sur les coûts actuels, les solvants composés d'hydrocarbures pourraient bien constituer des concurrents. En ce qui concerne l'utilisation de produits chimiques, si l'inondation chimique devient une technique prouvée, il restera un facteur temps à considérer concernant la construction d'usines capables de produire le volume requis de produits chimiques. La main-d'œuvre constitue également un problème, étant donné que ce type de projet appelle une surveillance bien plus précise, tant au niveau de la conception de l'installation qu'au niveau des connaissances techniques et études requises.

[Text]

chemical, and we have to watch that we know what we are doing.

The Chairman: In your brief, on page 19, you say:

The supply of human resources is also a factor to consider in the light of the predicted increases in EOR activities. All EOR processes are very complex compared to conventional oil recovery operations. This requires that well trained and highly competent personnel be directly involved in all stages of the planning and implementation of EOR projects. The Universities and Technical Schools are currently either experiencing decreases in enrollment or are subject to strict quotas, which will worsen the already-tight manpower situation.

When you combine that with the demand that we are going to have in Alberta over the next five years with these mega projects, how can we hope to meet that demand? What do you suggest?

Dr. McCaffery: This will be one of the biggest constraints. I was not at the meeting, but I know that AOSTRA in Alberta have had meetings about this problem and has considered whether it might be possible to direct science graduates, in addition to engineers, into this area of activity. I have not answered your question yet, but it is true that things like working in the Beaufort Sea and working on other mega projects in the oil sands will all compete with those people. Yet to get anything of the necessary scale, say, in Lloydminster or Judy Creek, or a CO₂ flood, will require not just engineering graduates but a lot of technicians who are very well trained.

I really do not have the answer for that. I understand, from the university side of things, that the NRC is attempting, through a group called NSERC, Strategic Grants Program, to direct some university departments in engineering and the sciences into this area of technology and, indeed, support relevant university research through grants and scholarships. They are having a meeting, I think, next week, in Ottawa, on carbonaceous fuels, which include coal, heavy oil and improved oil recovery, and they have a group of people interested in this area who are going to suggest how some support to universities can be directed, so that may help a little; but it is the technician side that is an important consideration. I really do not know the answer. I did, however, see the CPA's submission to the latest NEB hearing, that is coming up in a week or two, and they concluded that manpower will be a serious problem for enhanced oil recovery, as well as other things, though they were only looking at enhanced oil recovery.

[Traduction]

Ce qui veut dire que nous aurons besoin d'un bon apport d'ingénieurs, de géologues, d'informaticiens et autres personnes pour doter ces projets en personnel et s'assurer de leur mise en œuvre. Il ne suffit pas d'injecter une grande quantité d'eau dans le sol. Entre en jeu un produit chimique très onéreux et nous devons nous assurer que nous savons ce que nous faisons.

Le président: Dans votre mémoire, vous dites à la page 19:

L'approvisionnement de ressources humaines constitue également un facteur à considérer, compte tenu de l'augmentation prévue des activités de récupération assistée du pétrole. Tous les procédés de récupération assistée sont très complexes, comparativement aux méthodes conventionnelles de récupération du pétrole. En effet, cela demande qu'un personnel hautement qualifié participe à tous les échelons de la planification et de la mise en œuvre des projets EOR de récupération assistée du pétrole. Universités et collèges techniques se heurtent actuellement, soit à une diminution d'inscriptions soit à une limitation de quotas, ce qui va faire empirer la situation de la main-d'œuvre.

Lorsque vous alliez ce facteur à la demande prévue en Alberta au cours des cinq prochaines années, à la suite de ces mégaprojets, comment pouvez-vous espérer faire face à la demande? Que suggérez-vous?

M. McCaffery: Cela constituera l'une des plus importantes contraintes. Je n'étais pas à la réunion, mais je sais que l'AOSTRA, en Alberta, a organisé des réunions pour discuter de ce problème et s'est demandé s'il était possible d'orienter les diplômés en sciences, en plus des ingénieurs, dans ce secteur d'activité. Je n'ai pas encore répondu à votre question, mais il est certain que les projets dans la mer de Beaufort ou les mégaprojets dans les sables bitumineux vont accroître la demande pour de la main-d'œuvre spécialisée. Toutefois, pour atteindre un niveau d'exploitation rentable, disons, à Lloydminster ou à Judy Creek ou pour utiliser la méthode d'inondation au CO₂, cela nécessitera non seulement des ingénieurs diplômés, mais encore un grand nombre de techniciens très bien entraînés.

Je ne saurais répondre à cette question. Pour ce qui est des universités, je crois que le Conseil national de recherches tente, par le truchement d'un groupe, le NSERC, le programme de subventions stratégiques, d'orienter certaines facultés universitaires de génie et de sciences vers ce domaine de la technologie et, même de favoriser les recherches universitaires voulues en offrant des subventions et des bourses. Ce groupe se réunira la semaine prochaine, je crois, à Ottawa pour discuter des combustibles charbonneux dont le charbon, l'huile lourde et de l'amélioration des techniques de récupération du pétrole et il recevra des personnes intéressées à ce domaine qui proposeront des moyens d'aider les universités. Ceci pourrait améliorer la situation quelque peu, mais c'est du point de vue du technique qu'il faut envisager la question. Je ne sais vraiment pas quoi répondre. Toutefois, j'ai lu le mémoire présenté par la CPA en vue des prochaines auditions de l'Office national de l'énergie dans une semaine ou deux; on y a conclu que la main d'œuvre, entre autres, constituera un problème sérieux pour la récupéra-

[Text]

Yet it is a valuable commodity, because people who have worked say, in enhanced oil recovery, are also able to work in things like *in situ* oil sands, or frontier oil reservoir situations. I am sorry, I guess I did not answer you properly, but it could be a problem—a serious problem—and it is even a problem in the U.S.

The Chairman: You said “could be”. It is going to be, isn't it?

Dr. McCaffery: Yes.

The Chairman: And you have no recommendations to make to this committee?

Dr. McCaffery: Well, no, other than the two levels of government agreeing that their technology schools should be enlarged, and that universities should be encouraged, through incentives, to direct their activities into practical problems like this one. I do not know how this one will be solved.

The Chairman: Should we import?

Dr. McCaffery: Right now the demand is probably the other way round. We are probably exporting some of our own people to the United States; so I think it would be very hard to import.

The Chairman: Why are we exporting to the United States?

Dr. McCaffery: They have a pretty open regime for oil recovery, and most research labs in the United States right now are saying that they want to expand—people like Chevron and, no doubt, Getty and Union Oil—and all of them say that they want to expand both their research and field applications. For that they need people, trained people, so I think we may have trouble importing too many trained people.

Just to conclude—if it is a conclusion—obviously the area of improved oil recovery is a complex subject. It involves complex interactions between technology and its development, economics, and government policies at the two levels of government. With a concerted effort, it is thought, however, that somewhere in the order of 2 billion to 4 billion barrels, or 4 to 8 per cent of the identified oil in place is recoverable by applying some of these more sophisticated techniques, and it appears that in the near term there will be an expansion of field demonstrations as well as the startup of some fairly interesting new commercial scale projects in Canada.

I do not know, Mr. Chairman, if I have been too long in my opening remarks, but I am now open for questions.

The Chairman: Thank you, very much.

You say it is a difficult problem. Could we start with government policies? Have you had a chance to read or study the national energy program as it has been announced?

[Traduction]

tion assistée du pétrole ainsi que dans d'autres domaines. Ils s'en étaient toutefois tenus à la récupération assistée.

Il s'agit pourtant d'un secteur important car les personnes ayant acquis de l'expérience dans le domaine de la récupération assistée du pétrole peuvent également travailler dans les gisements de sables pétrolifères *in situ* ou dans les champs pétrolifères des zones éloignées. Je vous demande pardon, je ne vous ai pas répondu convenablement, je suppose, mais la situation pourrait devenir grave et l'est déjà effectivement aux États-Unis.

Le président: Vous avez dit «pourrait». Elle le deviendra n'est-ce pas?

M. McCaffery: Oui.

Le président: Et vous ne voulez pas faire de recommandations à ce Comité?

M. McCaffery: Non, sauf que les deux niveaux de gouvernement devraient reconnaître qu'il faut donner de l'expansion à leurs écoles techniques et, par le biais des subventions, encourager les universités à s'orienter vers des problèmes concrets, comme celui-ci. Je ne sais pas comment on résoudra ces problèmes.

Le président: Faudra-t-il faire appel à l'extérieur?

M. McCaffery: A l'heure actuelle, c'est probablement l'inverse qui se produit. Nous exportons probablement une certaine partie de notre main d'œuvre aux États-Unis; il serait donc difficile d'en importer.

Le président: Pourquoi l'exportons-nous aux États-Unis?

M. McCaffery: Le système américain de récupération du pétrole est assez libre et la plupart des laboratoires de recherches aux États-Unis ont manifesté leur intention d'élargir le cadre de leurs recherches et de l'application des théories, notamment Chevron, et sans doute Getty et Union Oil. Pour ce faire, les sociétés ont besoin de personnes compétentes et à mon avis, nous pourrions avoir des difficultés à les importer en grand nombre.

En conclusion, je dirais que la récupération assistée du pétrole est un domaine très compliqué. Il fait appel à des interactions compliquées entre la technologie et sa mise au point, l'économie et les politiques gouvernementales tant fédérales que provinciales. Toutefois, on semble croire qu'une collaboration dans l'application de certaines de ces techniques plus poussées permettrait de récupérer entre 2 et 4 milliards de barils, soit entre 4 et 8 p. 100 des gisements de pétrole connus, et il semblerait que dans un avenir rapproché, nous assistions à une expansion des essais sur le terrain et au démarrage de certains nouveaux projets commerciaux d'envergure assez intéressants au Canada.

Monsieur le président, je ne sais pas si j'ai parlé trop longtemps mais je suis prêt à répondre aux questions.

Le président: Merci.

Vous dites qu'il s'agit d'un problème difficile. Commençons d'abord par les politiques gouvernementales. Avez-vous eu l'occasion d'étudier ou de lire le programme d'énergie national qui vient d'être annoncé?

[Text]

Dr. McCaffery: Yes.**The Chairman:** And the incentives that were announced in it with respect to enhanced recovery?**Dr. McCaffery:** I think these incentives will spur companies to look very seriously at the enhanced recovery possibilities. Mind you, most companies, including the multinationals, to my knowledge, have been fairly seriously looking at enhanced recovery possibilities for the reserves that they control. The oil industry is worried, however, about how the two levels of government will come together on their overall plans for enhanced recovery. But the ability for oil to recover an additional \$14 a barrel if it is classed as enhanced recovery oil will be a good incentive, I think. As recently as a few years ago I think people were expecting a lot less for this particular incentive. Now things have changed maybe a little bit in the U.S. since then, so that may or may not divert some attention from this subject here in Canada.**Senator Frith:** I want to go back to thermal just for a moment. This is perhaps a naive question, but for thermal, of course, you have to burn some energy to get the heat to put down into your penetration well.**Dr. McCaffery:** For the steam, yes.**Senator Frith:** In some cases you burn oil, and you have to figure out whether the oil you are burning is worth it in terms of what you get out. In the Lloydminster area there are substantial gas deposits, or at least, Saskatchewan itself has those. In the first place there would be no problem using gas if you could get it there, I take it, for your thermal.**Dr. McCaffery:** No, except that I know that the Alberta government, close to Lloydminster, in Cold Lake, did make it a condition of the Cold Lake project that they look at coal for their fuel. Most of the Saskatchewan/Alberta gas is in the southeast area, in the Milk River formation, close to Medicine Hat. I am sure there is also some Viking gas up around Lloydminster, too.**Senator Frith:** There would not be any gas lines to that area at the moment.**Dr. McCaffery:** No.**Senator Frith:** Is it reasonable to think that Saskatchewan might provide gas to fuel a pilot investigation?**Dr. McCaffery:** If it is shut-in gas, especially for the pilot, but then if they go all out for a commercial operation, something that is, say, capable of producing 10 to 20,000 barrels a day, then I am sure they would look into that as a fuel to use.**Senator Frith:** There is no question that using gas at gas prices would be economically more attractive than using oil.

[Traduction]

M. McCaffery: Oui.**Le président:** Vous êtes au courant des subventions proposées en ce qui a trait à la récupération assistée du pétrole?**M. McCaffery:** A mon avis, elles inciteront les sociétés à étudier très sérieusement les possibilités qu'offre la récupération assistée. D'ailleurs, la plupart des sociétés, y compris les multinationales, en autant que je sache, étudient assez attentivement les possibilités qu'offre la récupération assistée du pétrole quant aux réserves qu'elles contrôlent déjà. L'industrie pétrolière s'inquiète toutefois de l'accord que conclueront les deux niveaux de gouvernement relativement à l'ensemble des projets visant la récupération assistée. Mais, à mon avis, la possibilité d'obtenir 74 dollars supplémentaires par baril si le pétrole est classé comme ayant été récupéré grâce à des techniques améliorées sera un bon stimulant. Il y a quelques années à peine, les gens ne s'attendaient pas à autant pour ce genre de stimulant. Or, la situation a quelque peu changé aux États-Unis depuis ce temps et il se pourrait que l'on s'y intéresse un peu moins au Canada.**Le sénateur Frith:** Je voudrais revenir à l'application de la méthode thermique. Cela pourrait vous paraître naïf, mais, cette méthode consomme de l'énergie pour produire la chaleur qu'il faut injecter dans le puits de pénétration.**M. McCaffery:** Oui, pour la vapeur.**Le sénateur Frith:** Dans certains cas, il faut utiliser de l'huile et décider s'il est rentable de le faire, compte tenu du résultat. Dans la région de Lloydminster ou, tout au moins, en Saskatchewan, on compte d'importants gisements de gaz. En premier lieu, l'utilisation du gaz ne poserait aucun problème s'il était possible de l'acheminer pour permettre d'avoir recours à la méthode thermique.**M. McCaffery:** Non, sauf que pour le projet de Cold Lake, près de Lloydminster, le gouvernement albertain a demandé d'utiliser le charbon comme combustible. La plus grande partie du gaz de la Saskatchewan et de l'Alberta se trouve dans le Sud-Est, dans la formation de Milk River, près de Medicine Hat. Je suis sûr qu'on y trouve également du gaz de la Viking près de Lloydminster.**Le sénateur Frith:** Il n'y a pas de gazoduc qui se rend dans cette région à l'heure actuelle.**M. McCaffery:** Non.**Le sénateur Frith:** Est-il raisonnable de croire que la Saskatchewan pourrait fournir suffisamment de gaz pour justifier un essai préliminaire?**M. McCaffery:** S'il s'agit de gaz enfoui, particulièrement pour l'essai, mais si on se lance dans une exploitation commerciale d'envergure capable de produire, disons, entre 10 et 20,000 barils par jour, je suis convaincu que l'on envisagerait de l'utiliser comme combustible.**Le sénateur Frith:** L'utilisation du gaz au prix courant serait sans aucun doute beaucoup plus économique que celle du pétrole.

[Text]

Dr. McCaffery: Not if you consider that the oil you would use would have qualified for the incentives. That would be one other consideration.

Senator Frith: In either case, if gas qualified for the incentives under the energy program, gas would still be the cheaper fuel for recovery than oil.

Dr. McCaffery: It would depend a little on whether you were displacing this gas from a sale, then it would be, but if it were shut-in gas which you did not know the future of, at least the owner of the gas would put a lower value on it.

The Chairman: On page 1 of your brief you state that significant technical challenges remain to be overcome, and on page 2 you again state that there are substantial technical problems which remain to be solved. Can you outline three or four of those?

Dr. McCaffery: One of the areas—and it is really fast-evolving—has to do with reservoir diagnosis. You are always dealing with things under the ground by a mile or half a mile and you cannot see them. It is not a very exact science. You get a very little sample of the reservoir through the holes that you drill.

Much effort is now being made to inject, for instance, tracers in wells so you can follow the flow paths between the wells. There are many new developments in logging technology. A log is something you run down a hole which gives off signals. It might be a nuclear-type log, and it can, in principle, measure the oil saturation in a vertical direction.

There are other deeper methods. There is what is called a "tracer test" which means that you insert a chemical which is partially saturated into the oil, and from an analysis of what you produce back you can tell the average oil saturation in the reservoir. Of course, this is a very important number to know when you are spending a lot of money on a tertiary recovery project. You want to know, in fact, that there is a reasonable oil saturation in zones where the fluid you inject is going to contact. This is another large technical challenge area which is being studied in great depth.

Other technical challenges include designing or discovering chemicals that can tolerate more severe environments. By "severe environments" I mean very hard reservoir waters or certain clays in the system which may dissolve.

In the thermal area, studies are under way to look at certain materials which can be injected to help the thermal steam contact more of the reservoirs, but these materials have to be able to withstand the high temperatures.

Technical challenges on the in situ combustion have to do with how to design producing-end systems that will not corrode away and be able to withstand the very severe temperatures involved in the system.

These are a few examples of what I mean by "technical challenges."

[Traduction]

M. McCaffery: Non, pas si vous considérez que le pétrole utilisé aurait fait l'objet de subventions. Il faudrait également en tenir compte.

Le sénateur Frith: Dans les deux cas, si le gaz méritait des subventions aux termes du programme énergétique, il serait un combustible encore moins cher que le pétrole pour la récupération.

M. McCaffery: Cela dépend: s'il s'agissait de gaz qui avait été destiné à la vente, ça serait plus économique; mais s'il s'agissait de gaz enfoui dont l'avenir est incertain, le propriétaire du gaz tout au moins, le considérerait de moindre valeur.

Le président: Vous avez dit à la page 1 de votre mémoire qu'il faut encore relever des défis techniques importants; à la page 2 qu'il faut encore résoudre de grands problèmes techniques. Pouvez-vous nous en donner 3 ou 4 exemples?

M. McCaffery: Dans un des cas, il s'agit d'un diagnostic du réservoir, un domaine qui évolue rapidement. Le travail porte sur une substance enfouie à un mille ou un mille et demi au-dessous du sol et il est impossible de la voir. Ce n'est pas une science très exacte. Les trous forés ne permettent de relever qu'un tout petit échantillon du réservoir.

On tente de plus en plus maintenant d'injecter des traceurs dans les puits pour contrôler le cheminement suivi par les fluides entre les puits. La technologie de la diagraphie évolue rapidement. Elle permet de faire descendre dans un trou une sonde qui émet des signaux. Elle peut être d'un genre nucléaire et mesurer, en principe, la saturation en pétrole dans une direction verticale.

Il existe d'autres méthodes permettant d'aller plus en profondeur. Il s'agit de ce qu'on appelle le «test des traceurs» qui consiste à injecter un produit chimique qui se mélange en partie au pétrole et l'analyse de prélèvements permet de connaître la saturation moyenne de pétrole du réservoir. Bien entendu c'est un renseignement très important pour quiconque investit de fortes sommes dans un projet de récupération tertiaire. En fait, il faut savoir si la saturation en pétrole est raisonnable dans les zones où le fluide est injecté. Voilà un autre domaine de défi technologique qui fait l'objet d'une étude approfondie.

Parmi les autres, on compte la conception ou la découverte des produits chimiques destinés à des environnements plus rigoureux. Par «environnement rigoureux», j'entends les eaux de réservoirs très dures ou certaines argiles dans le système qui peuvent se dissoudre.

Dans le domaine de la méthode thermique, on a entrepris des études pour analyser certains matériaux susceptibles d'être injectés pour aider la vapeur générée par cette méthode à atteindre un plus grand nombre de réservoirs, mais ces matériaux doivent résister à des températures élevées.

Les défis techniques de la combustion in situ relèvent de la conception de systèmes de production qui ne se corroderont pas et qui pourront résister aux températures extrêmes du système.

Voilà quelques exemples de défis techniques.

[Text]

Senator Frith: I get the impression from listening to you that PRI is concentrating a good deal more of its effort on the non-thermal recovery techniques than it is on thermal techniques.

Dr. McCaffery: Yes.

Senator Frith: I do not mean that in any critical way. I would be critical if I felt the situation justified it.

Dr. McCaffery: One of the reasons for this is that the mandate of the PRI, as it first started, involved a joint industry-Alberta government project. It was brought about primarily through the efforts of Dr. George Govier, who was the head of Alberta's Conservation Board for a number of years. He thought there should be more research done in Canada in the area of enhanced oil recovery than was being done. He felt that all the work should not be done in the U.S. and by multi-national laboratories. The mandate, however, was to work on conventional oil as opposed to oil sands. This was under the jurisdiction of the Alberta Research Council and AOSRTA, the Oil Sands Research and Technology Authority of the Alberta government. Although we do study thermal recovery, steam, at field scale in co-operation with the company, we do expend more effort on looking at the non-thermal methods as they might apply in the lighter oil reservoirs.

The Chairman: As a supplementary to Senator Frith's question, a large number of companies have said that there is a large potential in the Cardium sands in the Deep Basin. Are you carrying out research there?

Dr. McCaffery: No. We are not actively studying these recent oil discoveries, or those of the West Pembina area which are the Devonian carbonates. This is primarily because of their still confidential nature. The information is confidential because there are still oil plays going on. At this stage the oil companies involved may not yet be worrying about how to achieve tertiary recovery.

Another long-term benefit of studying enhanced oil recovery is how it may eventually apply in frontier areas.

The Chairman: With respect to the supply of chemicals on miscible recovery in Alberta, with the construction of all these chemical compounds and factories in central Alberta and Edmonton which will be using LNG, is this not going to compete with the cost or, at least, would it not drive the cost up and make miscible that much more expensive?

Dr. McCaffery: Yes, it certainly could and this may tip the balance in favour of carbon dioxide.

The Chairman: Where are we going to get carbon dioxide?

Dr. McCaffery: That was done a few years ago in Alberta. The Alberta situation showed that, in fact, there was enough to support perhaps seven or eight decent-sized reservoir

[Traduction]

Le sénateur Frith: En vous entendant, j'ai l'impression que le PRI s'occupe davantage des techniques de récupération n'employant pas la méthode thermique que l'inverse.

M. McCaffery: Oui.

Le sénateur Frith: Ce n'est pas une critique. Je formulerais une critique si j'estimais que la situation le justifiait.

M. McCaffery: Cela est attribuable en partie au fait que le mandat du PRI, au début, visait un projet conjoint entrepris par le gouvernement de l'Alberta et l'industrie. Le principal responsable était M. George Govier, chef du Conservation Board de l'Alberta pendant bon nombre d'années. Selon ce dernier, le Canada devrait s'intéresser davantage aux recherches dans le domaine des méthodes de récupération assistée du pétrole. Il n'était pas d'avis que tout le travail devait se faire soit aux États-Unis soit dans des laboratoires des sociétés multinationales. Toutefois, selon le mandat, les travaux devaient porter sur les pétroles conventionnels par opposition aux sables pétroliers. Ces travaux relevaient de la compétence du Alberta Research Council de la Oil Sands Research and Technology Authority (OASRTA) du gouvernement albertain. Même si nous pratiquons la récupération thermique, en utilisant de la vapeur, dans les essais sur le terrain en collaboration avec la société nous nous efforçons davantage de trouver des méthodes non thermiques qui pourraient s'appliquer aux réservoirs d'huile plus légère.

Le président: Une question supplémentaire à celle du sénateur Frith: un grand nombre de sociétés ont prétendu que les sables riches en cardium dans le Deep Basin offrent beaucoup de possibilités. Y faites-vous des recherches?

M. McCaffery: Non. Nous n'étudions pas les récentes découvertes de pétrole ni celles de la région de West Pembina qui sont des carbonates dévonien. C'est principalement à cause de leur nature confidentielle. Les renseignements sont confidentiels car certaines questions ne sont pas encore réglées. A ce stade, les sociétés pétrolières intéressées ne se préoccupent peut-être pas de récupération tertiaire.

Un autre avantage à long terme qu'offre l'étude des méthodes de récupération assistée du pétrole est qu'elles peuvent éventuellement servir dans les zones éloignées.

Le président: L'approvisionnement en produits chimiques pour la récupération en phase miscible en Alberta et la construction de tous ces compounds et usines de produits chimiques dans le centre de l'Alberta et à Edmonton, qui utiliseront du gaz naturel liquifié, ne vont-elles faire se concurrencer les coûts, ou du moins, faire monter les coûts et rendre les phases miscibles d'autant plus coûteuses?

M. McCaffery: Oui, ce serait une possibilité et cela peut faire pencher la balance en faveur de l'anhydride carbonique.

Le président: Où allons-nous nous procurer de l'anhydride carbonique?

M. McCaffery: Cela s'est fait il y a quelques années en Alberta. Il semblerait qu'en Alberta, effectivement, il y en avait suffisamment pour supporter peut-être 7 ou 8 projets de

[Text]

projects such as Judy Creek. Of course, if these do not all come on stream at once, then it could be scaled.

The main cheap source of carbon dioxide is from either tar sand synthetic fuel upgrading plants out of the Athabasca region, like Syncrude or Great Canadian Oil Sands. If there are also heavy oil plants, and there will be, part of the hydrogenation, that is, putting the hydrogen back into heavy oil that does not have much in it, involves the process that generates pure carbon dioxide.

Another quite useful source of carbon dioxide is sour gas. "Sour" means that there are acids, particularly H_2S , hydrogen sulphide, in the gas. In the foothills areas of Alberta there are many gas plants whose main purpose is to remove these toxic products from the gas so that the gas can be sold and, at the same time, they make elemental sulphur. As part of that, and produced with this hydrogen sulphide, is carbon dioxide. This technology is known, and for roughly \$2 per 1,000 cubic feet it is possible to recover carbon dioxide and use it as a solvent. The one area where there is considerable carbon dioxide, in fact, the biggest amount, is with coal-fired thermal electricity plants. Most of Alberta's electricity is derived from burning coal, but the technology of that is pretty poor right now and so are the economics. You are talking about dealing with a dirty product that has in it perhaps only 12 per cent of carbon dioxide. It has sulphur compounds and nitrogen compounds in it. It is hot and it has fly ash in it. At one time, after the study was done, even the people from PRI did go and speak to Calgary Power about what would be involved in deriving a reasonably pure carbon dioxide stream from this; but it looks like it is a bit in the future, fairly far in the future, this source of carbon dioxide.

The Chairman: I have just one question. You said in your brief that, after economic analysis, only 5 per cent of the Alberta pools were judged to have a good chance of being commercially viable with the present oil price and the taxation schedules. Would the budget cause any change in that 5 per cent figure?

Dr. McCaffery: Oh, yes, it would. It would greatly increase that number, I would think.

The Chairman: It would greatly increase it?

Dr. McCaffery: Yes.

Senator Bielish: Mr. Chairman, I am interested in the school situation. What is the potential for people interested in the field?

In your opinion, Dr. McCaffery, what schools are there that could attract such students, or would be prepared to give the kind of training you were referring to as being necessary?

[Traduction]

réservoir de dimensions décentes comme le Judy Creek. Bien sûr, si ceux-ci n'entrent pas en activité immédiatement, on pourrait échelonner l'approvisionnement.

La principale source à bon marché d'anhydride carbonique dérive soit des usines d'enrichissement de carburant de synthèse tirés des sables bitumineux de la région de l'Athabasca, comme Syncrude ou du Great Canadian Oil Sands. S'il y a également des usines d'huile lourde, et il y en aura, une partie de l'hydrogénation, c'est-à-dire, remettre l'hydrogène dans l'huile lourde qui en manque, met en branle le processus qui produit de l'anhydride carbonique pur.

Le gaz naturel corrosif fournit une autre très utile source d'anhydride carbonique. Par «corrosif» on entend qu'il y a des acides, plus particulièrement de H_2S , hydrogène sulfuré, dans le gaz naturel. Dans la région de Foothills, en Alberta, il existe de nombreuses usines de gaz naturel dont le principal but est d'enlever ces produits toxiques du gaz naturel de façon à ce que ce dernier puisse être vendu et, parallèlement, de produire du soufre élémentaire. L'anhydride carbonique est tiré de ce processus et est produite avec cet hydrogène sulfuré. Cette technique est connue, et pour à peu près \$2 par 1000 pieds cubes, il est possible de récupérer l'anhydride carbonique et de l'utiliser comme solvant. On retrouve considérablement d'anhydride carbonique, en fait, en quantité supérieure, dans les centrales thermiques alimentées au charbon. La majeure partie de l'électricité de l'Alberta provient de la combustion du charbon, mais la technique utilisée à cette fin est assez médiocre à l'heure actuelle et la rentabilité aussi. Il s'agit de traiter un produit qui ne contient peut-être que 12 p. 100 d'anhydride carbonique. Il contient cependant des composés sulfureux et des composés d'azote. Il est chaud et renferme de la cendre volante. A un moment donné, après que l'étude ait été terminée, même les représentants de la PRI sont allés rencontrer Calgary Power pour s'informer de ce qu'il faudrait faire pour en tirer une quantité raisonnable d'anhydride carbonique pur; mais il semble que ce sera dans l'avenir, dans un avenir assez lointain même, que cette source d'anhydride carbonique pourra être exploitée.

Le président: Juste une question. Vous dites dans votre mémoire qu'après analyse de rentabilité, seulement 5 p. 100 des gisements de l'Alberta auraient une bonne chance d'être viable commercialement, étant donné le prix actuel du pétrole et les échéanciers de taxation. Le budget n'a-t-il pas modifié ces 5 p. 100?

M. McCaffery: Oh! oui. Il contribuerait considérablement à hausser ce chiffre, selon moi.

Le président: Il l'augmenterait considérablement?

M. McCaffery: Oui.

Le sénateur Bielish: Monsieur le président, je m'intéresse à ce qui se passe dans l'enseignement. Quelles possibilités s'offrent aux étudiants qui sont intéressés par ce domaine?

A votre avis, monsieur McCaffery, quelles écoles pourraient attirer actuellement de tels étudiants ou seraient disposées à leur donner le genre de formation que vous avez dite nécessaire?

[Text]

Dr. McCaffery: Well, I am an engineer. I am not belittling that, but much of this could come out of technical schools, and in my opinion that is an area which it is important to upgrade.

Senator Bielish: In other words, SAIT and NAIT.

Dr. McCaffery: Yes. Those people are now in extremely high demand.

Senator Bielish: Yes. I understand they have a well-drilling school there now. So the idea would be to make that fact known.

Dr. McCaffery: Yes.

Senator Bielish: Those would be institutes that students could go to for training that would be likely to give them a profitable future?

Dr. McCaffery: Yes.

The Chairman: Honourable senators, if there are no further questions, I should like to thank our witness, Dr. McCaffery, for his presence here today, and I also wish to express our appreciation to the Petroleum Recovery Institute for its assistance up to now. No doubt the Institute will continue to assist us in the future, as we proceed with our study of enhanced oil recovery in Canada.

Certainly, Dr. McCaffery, your presentation has been well received today and we thank you very much.

Dr. McCaffery: Thank you.

The Chairman: The committee is adjourned until November 26.

The committee adjourned.

[Traduction]

M. McCaffery: Je suis ingénieur. Je ne la rabaisse pas, cette formation mais une grande partie pourrait être donnée par des écoles techniques, et, à mon avis, c'est un domaine qu'il faut améliorer.

Le sénateur Bielish: Autrement dit, SAIT et NAIT.

M. McCaffery: Oui. Leurs étudiants sont maintenant très demandés.

Le sénateur Bielish: Oui. Je sais qu'il existe une école de forage de puits. Il faudrait maintenant la faire connaître mieux.

M. McCaffery: Oui.

Le sénateur Bielish: Il s'agirait là d'instituts auxquels les étudiants pourrait s'adresser pour recevoir une formation qui pourrait leur donner de belles perspectives d'avenir, péuniairement parlant?

M. McCaffery: Oui.

Le président: Honorables sénateurs, s'il n'y a pas d'autres questions, j'aimerais remercier notre témoin, M. McCaffery, de sa présence ici aujourd'hui, et également je désire exprimer nos remerciements au Petroleum Recovery Institute de l'aide qu'il nous a donnée jusqu'à maintenant. Nul doute que l'Institut continuera dans ce sens dans l'avenir, à mesure que nous poursuivrons notre étude en vue d'intensifier la récupération du pétrole au Canada.

Monsieur McCaffery, il est certain que votre exposé nous a été fort utile et nous vous remercions beaucoup.

M. McCaffery: Merci.

Le président: Le Comité suspend ses travaux jusqu'au 26 novembre.

Le Comité suspend ses travaux.



If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Printing Office,
Supply and Services Canada,
45 Sacré-Coeur Boulevard,
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7

En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:
Imprimerie du gouvernement canadien,
Approvisionnement et Services Canada,
45, boulevard Sacré-Coeur,
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7

WITNESS—TÉMOIN

Dr. Frank G. McCaffery, Manager, Research, Petroleum
Recovery Institute, Calgary, Alberta.

M. Frank G. McCaffery, directeur, Service de la recherche,
Petroleum Recovery Institute, Calgary (Alberta).



First Session
Thirty-second Parliament, 1980

Première session de la
trente-deuxième législature, 1980

SENATE OF CANADA

SÉNAT DU CANADA

*Proceedings of the Special
Committee of the Senate on the*

*Délibérations du comité
spécial du Sénat sur le*

Northern Pipeline

Pipe-line du Nord

Chairman:

The Honourable EARL A. HASTINGS

Président:

L'honorable EARL A. HASTINGS

Wednesday, November 26, 1980

Le mercredi 26 novembre 1980

Issue No. 5

Fascicule n° 5

Third Proceedings on:

Enhanced Recovery of Oil and
Natural Gas

Troisième fascicule concernant:

La récupération améliorée du
pétrole et du gaz naturel

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)

DEPOSITED IN THE LIBRARY OF PARLIAMENT

SPECIAL COMMITTEE OF THE SENATE
ON THE NORTHERN PIPELINE

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*
The Honourable Paul Lucier, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

| | |
|----------|-------------|
| Adams | Lucier |
| Austin | Molgat |
| Balfour | Nurgitz |
| Bielish | Perrault |
| Cottreau | Riley |
| Doody | Rowe |
| Frith | Sherwood |
| Guay | Tremblay |
| Hastings | Williams |
| Hays | Yuzyk —(21) |
| Langlois | |

(Quorum 5)

COMITÉ SPÉCIAL DU SÉNAT SUR
LE PIPE-LINE DU NORD

Président: L'honorable Earl A. Hastings
Vice-président: L'honorable Paul Lucier

Les honorables sénateurs:

| | |
|----------|-------------|
| Adams | Lucier |
| Austin | Molgat |
| Balfour | Nurgitz |
| Bielish | Perrault |
| Cottreau | Riley |
| Doody | Rowe |
| Frith | Sherwood |
| Guay | Tremblay |
| Hastings | Williams |
| Hays | Yuzyk —(21) |
| Langlois | |

(Quorum 5)

ORDER OF REFERENCE

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate, Thursday, July 10, 1980:

"The Honourable Senator Frith moved, seconded by the Honourable Senator Petten:

That a special committee of the Senate be appointed

(1) to inquire into any matter relating to the planning and construction of the pipeline for the transmission of natural gas from Alaska and Northern Canada described in *An Act to establish the Northern Pipeline Agency, to facilitate the planning and construction of a pipeline for the transmission of natural gas from Alaska and Northern Canada and the United States of America on principles applicable to such a pipeline and to amend certain Acts in relation thereto*, Chapter 20, Statutes of Canada 1977-78;

(2) to consider, in particular, all reports, orders, agreements, regulations, directions, recommendations and approvals referred to in the said Act; and

(3) to report to the Senate thereon at least once in each session of Parliament during the period of the planning and construction of the pipeline;

That the papers and evidence received and taken on the subject in the three preceding sessions be referred to the Committee;

That the Committee be authorized to examine and report upon the enhanced recovery technology of petroleum and natural gas and matters related thereto;

That, if there is a motion to that effect, bills, messages, petitions, inquiries, papers and other matters relating to petroleum and natural gas generally, including

- (i) petroleum and natural gas transmission,
- (ii) petroleum and natural gas administration, and
- (iii) the exploration, production and conservation of petroleum and natural gas,

shall be referred to the Committee; and

That the Committee have power to send for persons, papers and records, to examine witnesses, to print such papers and evidence from day to day as may be ordered by the Committee and to adjourn from place to place in Canada.

After debate, and—

The question being put on the motion, it was—
Resolved in the affirmative."

ORDRE DE RENVOI

Extrait des Procès-verbaux du Sénat, le jeudi 10 juillet 1980:

«L'honorable sénateur Frith propose, appuyé par l'honorable sénateur Petten.

Qu'un comité spécial du Sénat soit constitué

(1) pour enquêter sur toute question relative à la planification et à la construction d'un pipe-line servant au transport du gaz naturel de l'Alaska et du Nord canadien, décrit dans la «*Loi créant l'Administration du pipe-line du Nord visant à faciliter la planification et la construction d'un pipe-line servant au transport du gaz naturel de l'Alaska et du Nord canadien, donnant effet à l'Accord entre le Canada et les États-Unis d'Amérique sur les principes applicables à ce pipe-line et modifiant certaines lois en conséquence*», chapitre 20, Statuts du Canada, 1977-78;

(2) pour étudier, en particulier, tous les rapports, décrets, accords, règlements, instructions, recommandations et autorisations se rapportant à ladite loi; et

(3) pour en faire rapport au Sénat au moins une fois pendant chaque session au cours de la période de planification de construction du pipe-line;

Que les témoignages entendus et les documents recueillis à ce sujet au cours des trois sessions précédentes soient déferés au comité;

Que le comité soit autorisé à étudier les techniques améliorées de récupération du pétrole et du gaz naturel et les sujets connexes et à faire rapport à ce sujet;

Que lui soient déferés, s'il y a une motion à cet effet, les projets de loi, messages, pétitions, demandes de renseignements, documents et autres questions concernant le pétrole et le gaz naturel en général, notamment

- i) la transmission du pétrole et du gaz naturel;
- ii) l'administration du pétrole et du gaz naturel; et
- iii) l'exploration, la production et la conservation du pétrole et du gaz naturel; et

Que le comité soit autorisé à convoquer des personnes, à exiger la production de documents et de dossiers, à interroger des témoins et à faire imprimer au jour le jour les documents et les témoignages que le comité pourra requérir, et à se réunir à divers endroits au Canada.

Après débat,

La motion, mise aux voix, est adoptée.»

Le greffier du Sénat

Robert Fortier

Clerk of the Senate

MINUTES OF PROCEEDINGS

WEDNESDAY, NOVEMBER 26, 1980

(7)

[Text]

The Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline met this day at 3 : 40 p.m., the Chairman, the Honourable Earl A. Hastings, presiding.

Present: The Honourable Senators Adams, Bielish, Doody, Guay, Hastings, Langlois and Riley. (7)

In attendance: Daniel Amireault, Administrative Assistant to the Committee.

The Committee, in compliance with its Order of Reference dated July 10, 1980, continued its study of Enhanced Recovery of Oil and Natural Gas.

Witnesses:

Dr. J. Philip Prince, Assistant Manager, Energy Economics, Global Energy & Minerals Group, Royal Bank of Canada, Calgary, Alta.

Dr. John A. Dawson, Previously Executive Director of the Canadian Energy Research Institute, Calgary, Alta.

The Chairman introduced the witnesses.

Dr. Dawson made a short statement.

Dr. Prince made a statement accompanied by a visual presentation of slides. The witnesses then answered questions put to them by members of the Committee.

At 5:00 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

ATTEST:

PROCÈS-VERBAL

LE MERCREDI 26 NOVEMBRE 1980

(7)

[Traduction]

Le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord se réunit aujourd'hui à 15 h 40 sous la présidence de l'honorable Earl A. Hastings (*président*).

Présents: Les honorables sénateurs Adams, Bielish, Doody, Guay, Hastings, Langlois et Riley. (7)

Aussi présent: Daniel Amireault, adjoint administratif du Comité.

Le Comité, conformément à son ordre de renvoi du 10 juillet 1980, poursuit son étude concernant la récupération améliorée du pétrole et du gaz naturel.

Témoins:

M. J. Philip Prince, directeur adjoint de l'économie énergétique, Global Energy & Minerals Group, Banque Royale du Canada, Calgary (Alberta).

M. John A. Dawson, Ancien directeur exécutif de la Canadian Energy Research Institute, Calgary (Alberta).

Le président présente les témoins.

M. Dawson fait une brève déclaration.

M. Prince fait une déclaration accompagnée d'une présentation audio-visuelle. Les témoins répondent ensuite aux questions qui leur sont posées par les membres du Comité.

A 17 heures, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

*ATTESTÉ:**Le greffier du Comité*

Aline Pritchard

Clerk of the Committee

EVIDENCE

Ottawa, Wednesday, November 26, 1980

[Text]

The Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline met this day at 3.30 p.m. to study its Order of Reference (Enhanced Recovery of Oil and Natural Gas).

Senator Earl A. Hastings (Chairman) in the Chair.

The Chairman: Honourable senators, we are today continuing our examination of enhanced recovery of oil and natural gas. Our witnesses this afternoon are Dr. J. Philip Prince and Dr. John A. Dawson. Dr. Prince, who is on my immediate right, was with the Canadian Energy Research Institute until August, 1978. In September of this year he joined the Global Energy & Minerals Group of the Royal Bank of Canada. Dr. Dawson, who is still with the Canadian Energy Research Institute, was the Executive Director of that Institute until November of this year.

Dr. Prince was born and raised in Edmonton, Alberta. He is a graduate of the University of Alberta, having achieved his B.A. in 1970, his M.A. in Economics in 1975, and his Ph.D. in 1980. From 1973 to 1977, he was lecturer at the University of Alberta and Red Deer College; from 1977 to 1979, he was with the Canadian Energy Research Institute in Calgary as a Staff Economist, and from 1979 to 1980, he was an Economist with James A. Lewis Engineering of Calgary. He is currently Assistant Manager, Energy, Economics, Global Energy and Minerals Group, the Royal Bank of Canada, Calgary.

Dr. Dawson was born in Montreal and is a graduate of McGill University with a B.Sc. (Agriculture). He then went on to obtain his M.S. (Agricultural Economics) at the University of Illinois and his Ph.D. (Economics) from the University of Chicago.

From 1947 to 1955 Dr. Dawson was an economist with the Department of Agriculture. From 1955 to 1957 he was a Research Associate, University of Chicago. From 1957 to 1960 he was Secretary to the Royal Commission on Price Spreads of Food Products. From 1960 to 1964 he was Research Director, Economics, for the Board of Broadcast Governors. In 1967 he was a consultant to the Task Force on Satellite Communications. From 1964 to 1973 he was a staff economist with the Economic Council of Canada. From 1973 to 1976 he was a director of the Economic Council of Canada, and thereafter became Executive Director of the Canadian Energy Research Institute in Calgary.

Dr. Prince carried out a research project with the Canadian Energy Research Institute and published in March, 1980, a paper entitled: "Conclusions and Policy Implications on Enhanced Oil Recovery Potential in Canada, Study No. 9." it is in that respect Dr. Prince is before us today.

As I understand it, Dr. Dawson will speak briefly on the subject of the Canadian Energy Research Institute, to be followed by Dr. Prince.

Dr. John A. Dawson, Past Executive Director, Canadian Energy Research Institute, Calgary, Alberta: Thank you, Mr. Chairman.

TÉMOIGNAGES

Ottawa, le mercredi 26 novembre 1980

[Traduction]

Le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord se réunit aujourd'hui à 15 h 30 pour étudier son ordre de renvoi (Récupération assistée du pétrole et du gaz naturel).

Le sénateur Earl A. Hastings (président) occupe le fauteuil.

Le président: Honorables sénateurs, nous poursuivons aujourd'hui l'examen de la récupération assistée du pétrole et du gaz naturel. Nos témoins, cet après-midi, sont MM. J. Philip Prince et John A. Dawson. M. Prince, à ma droite, a quitté le *Canadian Energy Research Institute* au mois d'août dernier pour se joindre en septembre à *Global Energy & Minerals Group* de la Banque royale du Canada. M. Dawson, qui travaille toujours pour le *Canadian Energy Research Institute*, en a été le directeur exécutif jusqu'au mois de novembre dernier.

M. Prince est né et a été élevé à Edmonton (Alberta). Il est titulaire d'un baccalauréat (1970), d'une maîtrise en économie (1975) et d'un doctorat (1980) de l'Université de l'Alberta. Il a été, de 1973 à 1977, chargé de cours à l'Université de l'Alberta et au collège de Red Deer. Il a, de 1977 à 1979, travaillé comme économiste pour le *Canadian Energy Research Institute* de Calgary et, de 1979 à 1980, comme économiste également pour la *James A. Lewis Engineering* de Calgary. Il est actuellement sous-directeur de l'*Energy Economics* du *Global Energy and Minerals Group* de la Banque royale du Canada à Calgary.

M. Dawson est né à Montréal et est titulaire d'un baccalauréat en agriculture de l'Université McGill, d'une maîtrise en économie agricole de l'Université de l'Illinois et d'un doctorat en économie de l'Université de Chicago.

Il a, de 1947 à 1955, travaillé comme économiste pour le ministère de l'Agriculture, de 1955 à 1957, comme adjoint de recherche à l'Université de Chicago, de 1957 à 1960, comme secrétaire de la Commission royale d'enquête sur les écarts de prix des denrées alimentaires, de 1960 à 1964, comme directeur des recherches économiques pour le *Board of Broadcast Governors*, en 1967, comme expert-conseil pour le groupe de travail sur les communications par satellite, de 1964 à 1973, comme économiste pour le Conseil économique du Canada et, de 1973 à 1976, comme directeur du Conseil économique du Canada pour ensuite devenir directeur exécutif du *Canadian Energy Research Institute* de Calgary.

M. Prince a réalisé un projet de recherche pour le *Canadian Energy Research Institute* et a publié, en mars 1980, un document intitulé: «*Conclusions and Policy Implications on Enhanced Oil Recovery Potential in Canada, Study n° 9.*» C'est la raison pour laquelle il est parmi nous aujourd'hui.

Si je me trompe, M. Dawson nous entretiendra brièvement du *Canadian Energy Research Institute*, puis laissera la parole à M. Prince.

M. John A. Dawson, ancien directeur exécutif du Canadian Energy Research Institute de Calgary (Alberta): Merci, monsieur le président.

[Text]

By way of background, I want to say a word about the institute. The Canadian Energy Research Institute is a joint research undertaking of four parties: the Government of Canada, through the Department of Energy, Mines and Resources; the Government of Alberta, through the Department of Energy and Natural Resources; the University of Calgary; and the Private Energy Research Association, which is composed of approximately 65 energy companies.

The institute's objective is to carry out research projects on the economics of various energy subjects. These have ranged from the examination of potential for enhanced oil recovery in Canada to the pricing of electricity. While the subjects are selected by the board, the content of the studies is the responsibility of the project leader. The study of enhanced oil recovery was one of a series of studies carried out by the institute on the costs and potential quantities of oil available from different sources. It was a study carried out by Dr. Prince while he was a member of the institute's staff during the period 1977-79.

On behalf of the institute, I wish to express our appreciation to Dr. Prince's present employer, the Global Energy & Minerals Group of the Royal Bank of Canada, in making him available to report to your committee on his work. The study was published in March, 1980, and I believe honourable senators have been provided with a summary of the study. There is a longer version, which I did not try to get to all of the committee members, but if there are individual members of the committee who wish the fuller study, we can make copies available.

Those are all the remarks I wish to make, Mr. Chairman, by way of preamble, and I now turn to Dr. Prince.

The Chairman: Thank you, Dr. Dawson.

Dr. Prince.

Dr. J. Philip Prince, Assistant Manager, Energy Economics, Global Energy & Minerals Group, Royal Bank of Canada, Calgary, Alberta: Thank you, Mr. Chairman.

At the outset, I want to outline for you the procedures that were used in developing the conclusions contained in the handout previously distributed and documented more fully in the book that is available from the Institute. I shall run quickly through my discussion of the study that was carried out for the Institute.

The Chairman: Will you respond to questions as we proceed?

Dr. Prince: Certainly, Mr. Chairman.

The objective of the study was to try to estimate just what the potential of tertiary recovery, or enhanced oil recovery, is under various assumptions, with particular reference to the price and taxation regimes that might be in place. We also tried to estimate the costs of these incremental supplies, and we made some attempt to compare these costs with costs of other sources, although that turned out not to go very far.

The methods by which one can get tertiary oil that were investigated in this study are listed on this first slide—thermal processes, chemical and miscible processes, which are the main ones under consideration today. I think the committee has been informed as to the basics of these various processes, and

[Traduction]

J'aimerais, en commençant, dire quelques mots au sujet de l'institut. Il s'agit d'un organisme de recherche créé conjointement par le gouvernement du Canada, par le biais du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, par le gouvernement de l'Alberta, par le biais du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, par l'université de Calgary et par le *Private Energy Research Association* qui se compose d'environ 65 sociétés énergétiques.

Il a pour objectif la réalisation de projets de recherche sur les aspects économiques de divers sujets reliés à l'énergie. Mentionnons, à titre d'exemples, les possibilités de récupération assistée du pétrole au Canada et le prix de l'électricité. Bien que les sujets soient choisis par le conseil d'administration, c'est au directeur de projet qu'incombe l'orientation de l'étude. L'étude de la récupération assistée du pétrole faisait partie d'une série d'études menées par l'Institut sur le coût et le volume du pétrole pouvant être obtenu de diverses sources. Elle a été réalisée par M. Prince tandis qu'il était membre du personnel de l'institut en 1977-1979.

Au nom de l'institut, j'aimerais remercier l'employeur actuel de M. Prince, le Global Energy and Minerals Group de la Banque royale du Canada, qui lui a permis de venir témoigner devant vous aujourd'hui. L'étude a été publiée en mars 1980 et je crois qu'un résumé en a été distribué aux honorables sénateurs. Il en existe une version plus longue que je n'ai pas jugé bon de distribuer à tous les membres du Comité, mais je le ferai volontier si certains en désirent un exemplaire.

Ce sont là toutes les observations préliminaires, monsieur le président, que j'avais à formuler et je laisse maintenant la parole à M. Prince.

Le président: Merci, monsieur Dawson.

Monsieur Prince.

M. J. Philip Prince, sous-directeur, Energy Economics, Global Energy and Minerals Group, Banque royale du Canada, Calgary (Alberta): Merci, monsieur le président.

Je voudrais, en commençant, vous exposer le procédé par lequel nous en sommes venus aux conclusions énoncées dans le document qui vous a été distribué et qui sont expliquées plus en détail dans le livre qu'on peut se procurer auprès de l'Institut. J'expliquerai brièvement l'étude qui a été menée pour le compte de l'Institut.

Le président: Pouvez-vous répondre à nos questions au fur et à mesure?

M. Prince: Certainement, monsieur le président.

L'étude avait pour objet l'évaluation des possibilités de récupération tertiaire, ou de récupération assistée du pétrole, selon diverses hypothèses, compte tenu des régimes de prix et d'imposition en vigueur. Elle avait également pour objet l'estimation du coût des approvisionnements additionnels et la comparaison de ce coût à celui d'autres sources, mais peu de résultats ont été obtenus de ce côté-là.

Les méthodes tertiaires de récupération du pétrole sur lesquelles a porté l'étude paraissent sur la première diapositive. Il s'agit des méthodes thermiques, des méthodes chimiques et des méthodes par injection de composés miscibles; ce sont les principales méthodes qui soient envisagées à l'heure actuelle.

[Text]

rather than go through a discussion of them, I will handle that aspect through questions to the extent of my ability, if you desire.

The Chairman: There seems to be a new one there, micro-emulsion. Can you explain that?

Dr. Prince: You may have heard it described as a solvent flood. The procedure that we used was based on the Energy Resources Conservation Board data on reservoirs in Alberta. We took their 1975 data base, which lists reserves and provides us with a number of parameters for the various reservoirs. We then ran that data base through a technical screening procedure developed by the Petroleum Recovery Institute in Calgary. The technical screening procedure is quite important to the ultimate results, because what it did was to look at each reservoir in turn to determine whether or not the particular characteristics of that reservoir would allow it to be developed through some enhanced recovery technique.

Many reservoirs would qualify for a large number of techniques. Many might qualify for both thermal and chemical methods, for example. Later on, the economic analysis would determine which of the methods would eventually be used.

The technical screening, therefore, reduced the number of reservoirs from the data base to only those that were technically amenable. We had at that point developed production models. These are simply simulations of how a reservoir is developed using the various enhanced recovery techniques. The models make assumptions as to the amount of oil that will be produced by the process and the rates of production involved, the capital equipment required, the necessary operating costs, the material requirements, and so forth. Those are physical production models to which revenues and costs are applied. This is a standard cash flow analysis as used by industry.

The costs and revenues have been applied to the production streams and the taxes and royalties have also been simulated with some simplifications, because the tax system is quite complex. But the tax and royalties were, I think, fairly faithfully represented in these models. The ultimate result of such a procedure is to give you measures of profitability for each reservoir.

The primary measure of profitability is NPV, that is net present value. That is the discounted value of future cash flows, and it is on that basis that we determine whether or not the reservoir that was technically amenable to enhanced recovery will be economically developed. If the net present value was less than zero, the reservoir would not be developed in these models. It would be knocked out of contention. The models also calculated the supply price, which in essence is a break-even cost per barrel, and the internal rate of return for each project.

[Traduction]

Je crois que le Comité est déjà au courant des principes de base des diverses méthodes et, plutôt que d'en discuter, je tenterai, si vous le désirez, de répondre, du mieux que je peux, aux questions que vous pourriez avoir à poser.

Le président: Il semble exister une nouvelle méthode: la microémulsion. Pourriez-vous nous expliquer de quoi il s'agit?

M. Prince: Il se peut que vous en ayez entendu parler comme étant l'injection de solvants. Le procédé que nous avons employé était fondé sur les données recueillies par l'Energy Resources Conservation Board sur les gisements de l'Alberta. Nous avons utilisé sa base de données de 1975 qui fait état des réserves et qui nous a fourni un certain nombre de paramètres pour les divers gisements. Nous l'avons soumise à une procédure de sélection technique mise au point par le Petroleum Recovery Institute de Calgary. Ce procédé est très important par rapport aux résultats finals parce qu'il nous a permis d'examiner tour à tour chaque gisement pour déterminer si oui ou non ses caractéristiques particulières permettaient une exploitation grâce à une forme ou à une autre de récupération assistée.

Un grand nombre de techniques se prêteraient à l'exploitation de beaucoup de réservoirs, les méthodes thermiques et chimiques, par exemple. C'est l'analyse économique qui permet plus tard de déterminer quelles méthodes seront utilisées.

La sélection technique a donc permis de tirer de la base de données seuls les gisements qui étaient techniquement exploitables. Nous avons à ce point élaboré des modèles de production. Il s'agit tout simplement de simuler la façon dont un gisement est exploité grâce à diverses techniques de récupération assistée. Les modèles permettent d'émettre des hypothèses sur la quantité de pétrole qui sera récupérée grâce au procédé, le taux de production, les biens d'équipement nécessaires, les frais d'exploitation, les besoins en outillage, etc. Ce sont tout simplement des modèles de production physique auxquels sont appliqués les revenus et les coûts. Il s'agit d'une analyse des mouvements de trésorerie que l'industrie se permet habituellement.

Les coûts et revenus ont été appliqués aux modèles de production et les taxes et redevances ont également été simulées, moyennant quelques simplifications parce que le régime fiscal est assez complexe. Je crois toutefois que les taxes et les redevances tenaient fidèlement compte de la réalité. Cette façon de procéder permet de connaître le taux de rentabilité de chaque gisement.

La grande mesure de rentabilité est la VAN, c'est-à-dire la valeur actuelle nette. Il s'agit de la valeur escomptée des mouvements futurs de trésorerie et c'est ainsi que nous déterminons si un gisement qui pouvait techniquement être soumis à la récupération assistée, sera exploité de façon rentable. Si la valeur actuelle nette était inférieure à zéro, le gisement ne serait pas exploité selon ces modèles. Il serait laissé de côté. Les modèles ont également permis de calculer le prix d'approvisionnement, qui est en fait le seuil de rentabilité par baril, et le taux interne de rendement de chaque projet.

[Text]

The next slide just indicates the physical average recovery factors that emerged from our models, and I include it only to show you that there is in these simulations significant potential for incremental recovery for many of the processes. For the remaining oil in place in the reservoirs that were amenable to the alkaline process, that chemical process shown at the top of the slide, the average incremental recovery would be 23.4 per cent of remaining oil in place for all of the successful projects that were analyzed in this simulation. The thermal processes, shown at the bottom of the slide, indicate considerably higher recoveries for those processes that are successful. Of course, this is all speculative at the moment. These are all simulations. Nonetheless, they are simulations based on production models that we hope reflect what will happen. We therefore hope that they are in the ballpark.

The triangle on the next slide illustrates the ultimate results of the study. The original oil in place for Alberta was 36.1 billion barrels. That was the original oil in place for all of the reservoirs in the ERCB data base that we looked at. The remaining oil in place, that is after the six billion barrels that have already been produced is subtracted, was 30 billion barrels. So the triangle is getting smaller.

The first step of our procedure, then, was technically to screen the reservoirs to determine which ones could physically be involved with enhanced recovery. We knocked out 14 billion barrels of oil by that process. As a result, the technical tertiary target turned out to be 16.7 billion barrels. That is the result of the Petroleum Recovery Institute's screening procedure.

Out of that target of reservoirs that might be amenable, the actual technically recoverable oil turned out to be 3.1 billion barrels. So if we do not worry about the economics of the processes, but accept any cost necessary to develop the reservoirs, then, according to these simulations, we could get 3.1 billion barrels.

The remaining two numbers illustrate what is possible on an economic basis—that is, if we do not produce oil that costs us more to take out of the ground than we can get for it. The first figure, 2.7 billion, is the oil which is economically recoverable if, as the slide says, there are no taxes and royalties. I should just like to rephrase that. It is possible to develop a tax and royalty system that does not interfere with the production process. It is theoretically possible. I do not think it is practically possible. But if you could, in other words, just tune your tax and royalty system to skim off only what is pure economic rent or profit, then you would get this result of 2.7 billion barrels with an optimal tax system.

Please note that the price assumption, or the base case assumption, was \$20 per barrel. I will comment on that in a moment.

The Chairman: That is 2.7 billion barrels based on \$20 per barrel?

Dr. Prince: Right, and at the optimal tax system.

[Traduction]

La prochaine diapositive indique les taux moyens de récupération qui ont été obtenus grâce à nos modèles et je ne l'utilise que pour vous montrer que ces simulations laissent entrevoir des possibilités importantes de récupération additionnelle dans le cas d'un grand nombre de procédés. Pour le pétrole restant dans les gisements qui se prêtait à l'injection de produits alcalins, le procédé chimique décrit au haut de la diapositive, le taux moyen de récupération additionnelle serait de 23,4 p. 100 dans le cas de tous les projets couronnés de succès qui ont été analysés. Les procédés thermiques, qui paraissent au bas de la diapositive, permettent d'entrevoir, en cas de succès, des taux de récupération beaucoup plus élevés. Bien entendu, il ne s'agit à l'heure actuelle que de spéculations. Ce ne sont que des simulations. Néanmoins, elles sont fondées sur des modèles de production qui, nous l'espérons, refléteront la réalité. Nous souhaitons avoir vu juste.

Ce triangle qui paraît sur la prochaine diapositive montre les résultats ultimes de l'étude. Il restait en Alberta 36,1 milliards de barils de pétrole en place. Il s'agissait de toutes les réserves contenues dans les gisements de la base de données de l'ERCB que nous avons examinée. Il restait, après avoir soustrait les 6 milliards de barils qui ont déjà été récupérés, 30 milliards de barils. Le triangle se rétrécit donc.

La première étape de notre démarche a donc été de sélectionner techniquement les gisements pour déterminer lesquels se prêtait physiquement à la récupération assistée. Nous avons ainsi éliminé 14 milliards de barils. Par conséquent, il restait 16,7 milliards de barils auxquels pouvaient s'appliquer les méthodes tertiaires de récupération. C'est là le résultat de la méthode de sélection du *Petroleum Recovery Institute*.

Il est ressorti que la quantité de pétrole techniquement de tous les gisements exploitables récupérable était de 3,1 milliards de barils. Donc, si nous ne nous soucions pas de la rentabilité des méthodes et sommes prêt à assumer tous les coûts nécessaires à l'exploitation de ces gisements, il serait possible, selon ces simulations, d'extraire 3,1 milliards de barils.

Les deux derniers chiffres illustrent les réalisations possibles dans les limites de la rentabilité—c'est-à-dire, si nous ne produisons pas de pétrole dont le coût de revient est supérieur au prix de vente. Le premier chiffre, 2,7 milliards, a trait au pétrole qui est techniquement récupérable si, comme l'indique la diapositive, il n'y a ni taxe ni redevance. Je m'expliquerais mieux en disant: s'il est possible de mettre au point un système d'imposition et de redevances qui ne nuit pas à la production. C'est théoriquement possible, mais pratiquement impossible, je crois. Mais si vous pouviez, autrement dit, adapter le système d'imposition et de redevances de façon à n'éliminer que ce qui est pur profit économique, il serait possible de produire 2,7 milliards de barils compte tenu d'un régime d'imposition idéal.

Veuillez noter que le prix assumé était de 20 dollars le baril. Je ferai des observations à cet égard dans un instant.

Le président: Il s'agit donc de 2,7 milliards de barils à \$20 le baril.

M. Prince: Oui, compte tenu d'un régime d'imposition idéal.

[Text]

The Chairman: For Alberta only.

Dr. Prince: That is for Alberta only.

Senator Guay: That is all taxes?

Dr. Prince: That is all taxes, both royalties from the province and taxes from the province and the federal government.

Senator Guay: While we are speaking of that, have you taken into consideration that under the new budget Alberta stands to make about \$32 billion in the next four years on tax revenues?

Dr. Prince: I should point out that, first of all, these simulations were done before the new national energy program came in. They therefore take no account of any changes owing to the national energy program at this point.

Senator Guay: Could you then separate the revenue that the province would take from that of the federal government?

Dr. Prince: I will do that, if you will bear with me, in a later slide, because it will be easier to illustrate it.

The Chairman: Let's get that figure straight. That is 2.7 billion barrels, and that is Alberta only.

Dr. Prince: Yes.

The Chairman: But your study produced four billion for Canada.

Dr. Prince: That is right. It was 2.7 billion for Alberta and 1.3 billion for the other provinces. We extrapolate it to the other provinces later on.

Let me just get this last number under the gun, and then we will discuss that. Under the tax and royalty regulations as they existed in 1978, and in 1980 up until a short while ago, the models yield an estimate of 2.4 billion barrels of oil that would be economically recoverable. In other words, the reservoirs that would be developed by industry under the current regulations would amount to 2.4 billion barrels.

Again this is the base case, which involved a \$20 price for oil. By the way, that was 1978 constant dollars and that would translate into something higher today, if we assumed a 10 or 11 per cent general inflation factor. It would be \$24 or \$25 a barrel in today's dollars to get that much out.

If we take into account the claim that costs in oil developments are rising at a rate faster than the general inflation rate—and the number being suggested is approximately 16 or 17 per cent, then translating that \$20 that we used in 1978 into today's dollars would mean that we would be looking at \$27.50.

The Chairman: Today.

Dr. Prince: Today, yes.

The Chairman: Do you want questions now?

Dr. Prince: Any time, senator.

The Chairman: My question is: Would a significant increase in the netback to the producer through an increased price of oil significantly increase the amount of technically recoverable oil?

[Traduction]

Le président: Pour l'Alberta seulement.

M. Prince: Oui, pour l'Alberta seulement.

Le sénateur Guay: Il s'agit essentiellement de taxes?

M. Prince: Oui, de redevances et de taxes provinciales et fédérales.

Le sénateur Guay: Maintenant que nous en parlons, avez-vous tenu compte du fait que l'Alberta prévoit, en vertu du nouveau budget, réaliser \$32 milliards de dollars au chapitre des recettes fiscales au cours des quatre prochaines années?

M. Prince: Je tiens à souligner que ces projections ont été faites avant que ne soit adopté le nouveau programme énergétique national. Il n'a donc été tenu aucun compte des changements attribuables à ce programme.

Le sénateur Guay: Pourriez-vous faire la part entre les revenus de la province et ceux du gouvernement fédéral?

M. Prince: Je le ferai, si vous êtes patients, sur une autre diapositive parce que ce sera plus facile d'illustrer la chose.

Le président: Reprécisons les chiffres. Il s'agit de 2,7 milliards de barils pour l'Alberta seulement.

M. Prince: Oui.

Le président: Mais votre étude faisait état de 4 milliards pour le Canada.

M. Prince: C'est exact. Il s'agissait de 2,7 milliards pour l'Alberta et de 1,3 milliards pour les autres provinces. Nous parlerons des autres provinces plus tard.

Attachons-nous d'abord à ce premier chiffre. En vertu des règlements sur les taxes et les redevances qui existaient en 1978 et jusqu'à 1980 d'ailleurs, les modèles laissent entrevoir que 2,4 milliards de barils seraient économiquement récupérables. En d'autres termes, les gisements qui seraient exploités par l'industrie en vertu des règlements actuels donneraient 2,4 milliards de barils.

Comme je l'ai dit, le chiffre de base était \$20 le baril. Il s'agissait, soit dit en passant, de dollars constants de 1978 et ce montant serait un peu plus élevé aujourd'hui étant donné un taux d'inflation de 10 ou 11 p. 100. Les chiffres seraient en dollars actuels de \$24 ou \$25 le baril.

Si nous prenons en considération le fait que les coûts d'exploitation augmentent plus rapidement que le taux général d'inflation—et le chiffre avancé est d'environ 16 ou 17 p. 100—alors cette somme de \$20 que nous avançons en 1978 équivaldrait aujourd'hui à \$27.50.

Le président: Aujourd'hui.

M. Prince: Oui, aujourd'hui.

Le président: Pourrions-nous vous poser quelques questions maintenant?

M. Prince: Quand vous voudrez, sénateur.

Le président: Ma question est la suivante: une augmentation importante des revenus du producteur attribuable à une hausse du prix du pétrole accroîtrait-elle de façon importante la quantité de pétrole techniquement récupérable?

[Text]

Dr. Prince: The amount of technically recoverable oil at the level of the kind of analysis we have done here is not responsive to price. There is a technical maximum in these models.

I am going to discuss in a moment the impact of higher prices on this scenario, but that 3.1 billion barrels is our upper limit, no matter what the price, because we have assumed that there is a certain technological understanding today that limits ultimate recovery. So I will eventually tell you that \$100 a barrel would not get us any more than 3.1 billion. But I would like to emphasize right now, before we get into that, that \$100 a barrel oil would have other side effects than those that can be captured in a model like this. It might lead to technological advance in itself. It would certainly lead to a lot more people investigating the problem, and therefore we could get maybe a bigger proportion of what is left; but we cannot be too optimistic, certainly over the near term future.

Senator Guay: You said \$100 a barrel would not get us any more barrels; but it could have been, knowing for the last few years that the price of oil was going up, that they might have withheld production of oil, knowing that the price would be increased to at least a reasonable level.

Dr. Prince: I think that is correct. There is an economic stimulus to delaying production if you know that the price in the future is going to rise at a significant rate. To what extent individual companies have the flexibility to hold off production is another question; but the possibility is certainly there.

The Chairman: Can I just carry on from that? This is very important. I am going to quote from your report.

Dr. Prince: Don't do that!

The Chairman: You say:

The importance of these considerations to enhanced oil recovery is this. In spite of the clear profitability of numerous projects at current prices many of these projects could be delayed by operators who expect rapid increases in price in future. Expected real price increases in excess of the real rate of interest would be sufficient to delay production since invested returns from current production would yield less than future production. Thus it should be no great surprise, given current expectations, to find a level of enhanced oil recovery activity somewhat below that indicated by current profit measures.

What are you saying there? Please explain.

Dr. Prince: I am saying just what I said in response to the question. I think there is definitely an economic incentive to delay production, or there may be such an incentive, if you see future price increases that are in excess of what you can earn, to put it simply, by putting your money in the bank. If you take the oil out now and you get \$10 for a barrel, and you can do something else with that \$10 that will only earn you 10 per cent, and if the price increase is going to go up to \$12, which is 20 per cent, you might as well wait until next year before you take it out; so there is some stimulus in the direction of delay if

[Traduction]

M. Prince: La quantité de pétrole techniquement récupérable selon le genre d'analyse que nous avons menée n'a rien à voir avec les prix. Il s'agit d'un maximum technique selon les modèles.

Je parlerai dans un instant des répercussions de prix plus élevés sur toute la question, mais ce chiffre de 3,1 milliards de barils est la limite supérieure, peu importe les prix, parce que nous avons assumé que certaines connaissances technologiques limitaient aujourd'hui la récupération totale. Je finirai par vous dire que, à \$100 le baril, nous n'obtiendrions pas plus de 3,1 milliards de barils. Cependant, j'aimerais dès maintenant souligner, avant de poursuivre, qu'un prix de \$100 le baril aurait d'autres effets secondaires que ceux qui peuvent être cernés par ce modèle. Il pourrait entraîner des progrès technologiques et intéresser plus de gens au problème et peut-être pourrions-nous récupérer une quantité plus importante de pétrole, mais nous ne devons pas être trop optimistes, du moins à court terme.

Le sénateur Guay: Vous avez dit qu'un prix de \$100 ne nous permettrait pas de récupérer plus de barils mais il se pourrait que, au cours des quelques dernières années, sachant que le prix du pétrole allait augmenter, les sociétés aient ralenti la production en espérant que le prix allait atteindre un niveau raisonnable.

M. Prince: Je crois que c'est vrai. Il est économiquement tentant de ralentir la production si vous savez que le prix va finir par connaître une hausse importante. Il est difficile de dire dans quelle mesure les diverses sociétés peuvent ralentir la production, mais c'est certes une possibilité.

Le président: Puis-je aller plus à fond? C'est très important. Je citerai un extrait de votre rapport.

M. Prince: Non, s'il vous plaît.

Le président: Vous dites:

L'importance de ces considérations à l'égard de la récupération assistée du pétrole est la suivante: en dépit de la rentabilité manifeste de nombre de projets aux prix actuels, les promoteurs qui s'attendent à une augmentation rapide des prix pourraient ralentir la production. Une augmentation prévue des prix au-delà du taux réel d'augmentation suffirait à ralentir la production, car les profits réalisés plus tard seraient plus importants. Il ne faudrait donc pas s'étonner, étant donné les perspectives, que le niveau des activités de récupération assistée soit de quelque peu inférieur à ce que laissent croire les profits actuels.

Pourriez-vous nous expliquer ce que vous entendez par là?

M. Prince: Exactement ce que j'ai répondu à la question précédente. Je crois qu'il est économiquement tentant de ralentir la production ou que ça pourrait l'être si vous prévoyiez une augmentation des prix supérieure à ce que vous pouvez gagner, par exemple, en déposant tout simplement votre argent à la banque. Si vous extrayez aujourd'hui du pétrole que vous vendez \$10 le baril et ne pouvez obtenir que du 10 p. 100 d'intérêt et si le prix doit être porté à \$12, ce qui équivaut à du 20 p. 100, vous feriez aussi bien de reporter les travaux à l'an prochain; il peut donc être intéressant de ralentir la production

[Text]

perceived price increases, or rates, are greater than the rate of interest.

This slide simply illustrates the shares of the various processes that might be expected under the assumptions of production and economics that we used in our simulations, that we think are fairly accurate. The results are that the most promising processes are the miscible gas processes, hydrocarbon injection, or carbon dioxide injection. That represents about 78 per cent of the total potential there.

The chemical processes will represent something like 5 per cent, and the thermal processes 17 per cent.

That, again, is a breakdown that applies to the results in Alberta, and the percentages changed somewhat when we extrapolated the results to Canada; but I do not have those numbers handy. They do not change too much, though. That is just to provide a little perspective on the relative importance of these things.

Senator Guay: We have asked others what the real meaning of the word "miscible" is. I would like to ask you the same question. I have heard it two or three times before, but I would like to ask you what the word "miscible" actually means to you.

Dr. Prince: I guess, to me, it would mean "capable of being mixed with."

The Chairman: Mixable?

Dr. Prince: Mixable, almost. If you inject, for example, a carbon dioxide solution into a reservoir, the carbon dioxide can eventually mix with the oil and eventually make it easier to allow it to flow through the reservoir. "Capable of being mixed with" is what I would say it means.

Here is the production rate forecast that came out of the simulations.

The Chairman: 50,000 barrels per day?

Dr. Prince: Yes.

The Chairman: Or is that per year?

Dr. Prince: Are those per year? Well, they are translated into per day numbers in the handout, as well.

What I would like to say about that is that it was a fairly arbitrary procedure used to both determine when a project would be initiated and to determine what proportion of any given project would be produced in each year of the development scenario for that reservoir.

What I am trying to say here is that I have more faith myself, I think, in the incremental recovery numbers that came out of the modelling procedure than in the actual schedule of production that is indicated by this figure. Our assumptions were, first, that reservoirs in Alberta would be ranked by profitability, that the highest profitability projects would be implemented first and that all of the projects would be implemented over a 10-year period, so that in 1990, every project would be at least on stream. That is the procedure that leads to the estimate of production contributions shown there, which

[Traduction]

si le taux d'augmentation prévu du prix est supérieur au taux d'intérêt.

La diapositive ne fait qu'illustrer les profits qui pourraient être réalisés avec diverses méthodes compte tenu des hypothèses de production et de rentabilité que nous avons utilisées dans nos projections et qui sont, à notre avis, assez exactes. Selon les résultats obtenus, les méthodes les plus prometteuses ont trait à l'injection de gaz miscibles, d'hydrocarbures ou d'acide carbonique. Elles interviennent pour environ 78 p. 100 de toutes les possibilités.

Les méthodes chimiques représentent 5 p. 100 des possibilités et les méthodes thermiques, 17 p. 100.

C'est là, encore une fois, une ventilation qui s'applique aux résultats obtenus en Alberta et les pourcentages ont été quelque peu différents lorsque les résultats ont été étendus à l'ensemble du Canada, mais je ne les connais pas par cœur. Ils ne sont pas très différents toutefois. Ce n'est que pour vous donner une petite idée de l'importance relative de ces méthodes.

Le sénateur Guay: Nous avons demandé à d'autres témoins quel était le vrai sens du terme «miscible». J'aimerais vous poser la même question. On me l'a expliqué deux ou trois fois, mais j'aimerais savoir ce qu'il veut dire pour vous.

M. Prince: A mon avis, il équivaut à «susceptible d'être mélangé à».

Le président: Que l'on peut mêler?

M. Prince: A peu près. Si vous injectez, par exemple, une solution d'acide carbonique dans un gisement, l'acide carbonique finira par se mêler au pétrole et facilitera son écoulement à travers le gisement. «Susceptible d'être mêlé à», c'est ainsi que je l'entends.

Voici maintenant le taux prévu de production obtenu grâce aux projections.

Le président: 50 000 barils par jour?

M. Prince: Oui.

Le président: Ou par année?

M. Prince: Est-ce par année? En fait, il s'agit de chiffres par jour dans le document qui vous a été remis.

Je dirais que c'est une méthode assez arbitraire qui a été utilisée pour déterminer, d'une part, quand un projet serait mis en exploitation et, d'autre part, quel pourcentage de pétrole serait récupéré chaque année, selon le calendrier d'exploitation du gisement.

Ce que je veux dire ici c'est que j'accorde davantage foi en ce qui me concerne aux chiffres sur l'augmentation de la récupération produit dans l'élaboration du modèle qu'au calendrier réel de production visé par ces chiffres. Nous avons d'abord présumé que les réservoirs de l'Alberta seraient classés d'après leur rentabilité et que les projets plus rentables seraient réalisés en premier, mais que tous les projets le seraient au bout de 10 ans, de sorte qu'en 1990 chacun d'eux serait en service. Voilà comment nous sommes arrivé à une estimation des productions respectives montrée ici, qui attein-

[Text]

peak in about 1992. It would not surprise me greatly to have that peaking period pushed back a number of years to 1995, say, or perhaps even later, depending on how soon things really get going in the implementation of these projects.

Here we are back to the question of the impact of price increases. You see that \$20, the base case price in the middle, was what led us to our 2.4 billion barrel estimate. If we reduce the price by \$5, to \$15 a barrel—and I would ask you to look just at the darkened part of the bars there—at \$15 a barrel we lose almost a billion barrels of oil with a \$5 price reduction. Current prices are, of course, \$16.75 a barrel.

We lose that amount of oil with a lower price and gain a considerably smaller amount of oil if we increase the price by \$5 to \$25 per barrel, as indicated there. The result is not quite as pronounced if we have an optimal tax and royalty system, or if we have no taxes and royalties; nonetheless, the \$5 per barrel reduction does have a significant effect.

The reason for that, I believe, is that there are a number of marginal reservoirs that require at least a price of \$20 to make them profitable.

I do not know how to express it. There is a bubble there that needs to be burst at some price level. Perhaps the result depends on some of the larger reservoirs that were not profitable at the lower price and become profitable at the higher price.

I am not sure I want to comment on this slide because it is rather technical. However, if anybody is interested in asking about it, I will. It just shows the impact of looking at the cash flow analysis without discounting it, as opposed to discounting it, with and without taxes complicating the issue. If you do not discount future cash flows—in other words, the discount rate is zero instead of the 8 per cent that we use—that is, on a real basis, not considering inflation, more projects turn out to be profitable by our criteria and you get more barrels of oil coming out.

This slide indicates the shares of revenue that go to the federal and provincial governments and the companies. This is pre-NEP. This has nothing to do with what will come out of the new program. It just shows what would have happened under the previous regulations for enhanced recovery production, and that includes the provincial incentives and so forth. Ultimately, they are deducted from the provincial take. To some extent the incentive system allows deduction of certain costs before calculation of the royalty in Alberta. That is what that slide is indicating—the relative shares.

This slide again perhaps covers more of a technical point, but, overall, what we did in the simulation models was first to check technical feasibility and then to check the economics to see what the profitability was. Many of the processes would turn out to be profitable in the sense that they have a net present value that is greater than zero. In other words, they

[Traduction]

gneront leur sommet vers 1992. Je ne serais pas du tout surpris que ce sommet soit retardé de quelques années, jusqu'en 1995 par exemple, ou même après, selon le temps que l'on prendra à mettre ces projets en chantier.

Et cela nous ramène à la question de l'incidence de la hausse des prix. Vous voyez que notre estimation de 2,4 milliards de barils est fondée sur un prix de \$20 qui est le prix du modèle de base au milieu du tableau. Si nous réduisons le prix de \$5 et l'abaïssons à \$15 le baril, je vous demanderais de ne regarder que la partie hachurée du tableau, à ce prix-là nous perdons presque 1 milliard de barils de pétrole. Le prix actuel du baril est de \$16.75.

Un prix moins élevé nous fait donc perdre cette quantité de pétrole et par contre nous ne gagnerions qu'une quantité considérablement moins importante de pétrole si nous augmentions le prix de \$5 et le portions à \$25 par baril tel qu'indiqué. Le résultat n'est pas tout à fait aussi net si nous sommes en présence d'un système d'impôt et de dégrèvement optimal ou s'il n'y en a aucun; il n'en reste pas moins que la réduction de \$5 le baril a un impact non négligeable.

La raison en est, me semble-t-il, qu'il existe un certain nombre de réservoirs marginaux qui ne sont rentables qu'au prix minimum de \$20.

Il m'est difficile de l'expliquer. Il y a là une situation fictive qu'il faudra faire éclater à un certain niveau du prix. Cela dépend peut-être de certains des réservoirs plus importants qui n'étaient pas rentables à un prix moins élevé et qui le deviennent à un prix plus élevé.

Je ne sais pas si je veux faire des remarques sur cette diapositive, car elle est de nature plutôt technique. Mais si quelqu'un me pose des questions à son sujet, je lui répondrai. On y explique la différence qu'il y a à considérer l'analyse des liquidités avec ou sans actualisation, avec ou sans les taxes qui viennent compliquer le problème. Si vous ne faites aucune actualisation, autrement dit si le taux d'actualisation est de 0 au lieu du 8 p. 100 que nous utilisons, c'est-à-dire sur une base réelle abstraction faite de l'inflation, un plus grand nombre de projets deviennent rentables d'après nos critères et vous obtenez un plus grand nombre de barils de pétrole.

On voit ici de quelle façon les recettes sont partagées entre les gouvernements fédéral et provinciaux et les sociétés. Ça c'est avant le PEN et n'a rien à voir avec ce que produira le nouveau programme. On indique seulement ce qui aurait pu arriver en vertu des règlements antérieurs relativement à la production secondaire ou par récupération assistée et cela inclut les stimulants provinciaux et ainsi de suite. En dernière analyse, ils sont déduits de ce qui est versé à la province. Le système de stimulants permet dans une certaine mesure une déduction de certains coûts avant le calcul du dégrèvement en Alberta. Voilà ce qu'explique ce tableau, à savoir les parts respectives de chaque intéressé.

Nous avons encore ici un tableau de nature plutôt technique mais de façon générale ce que nous avons fait dans les modèles de simulation a consisté d'abord à vérifier la faisabilité technique d'un projet puis à l'évaluer d'un point de vue économique pour en établir la rentabilité. Un grand nombre des procédés s'avèreraient rentables, en ce sens que leur valeur actualisée

[Text]

would, on their own, be a worthwhile project for a company to undertake, but they were not as profitable as another process used in the same reservoir, which had a different cost structure or a different assumed recovery factor associated with them.

If we look at the left side of the next slide, the microemulsion process, the smaller bar there indicates the competitive potential for the microemulsion process. In other words, that amount of oil would be produced using the microemulsion process because that is the most profitable way to develop some reservoirs. The reason I included this slide is because we can also look at what would happen if, for example, it turned out that we could not use some other processes for technical reasons. In that case, if the microemulsion process was a successful process after field testing, the total economic potential would increase dramatically to almost 75 million barrels, as shown there, for something under 10 million. That is, 75 million barrels could be economically developed using the microemulsion or the solvent flood process, but because of the fact that it is dominated, say, by the alkaline process over on the other side of the slide—in other words, alkaline is a cheaper process in general and the profitability is higher—the actual amount that we can expect from microemulsion, when proper development occurs and they are all successful, is less than 75 million barrels. That was just to give you a feel for the fact that some processes may turn out to be less successful technically than we had assumed, and they could be partially offset by other processes.

I have a couple more slides similar to that one, but they are saying the same thing, so that is the extent of my remarks.

The Chairman: Thank you, Dr. Prince.

In our studies, we have reached the conclusion that the viability of enhanced recovery is dependent upon three factors: technological, economic and government policies. In your study, you based 4 billion barrels on the basis of \$20 in 1978. If government policies have a very significant impact on enhanced recovery, have you been able to take the new policy, that is, the \$30 a barrel for one element, and the other elements within that policy, and determine what effect those policies have with respect to encouraging enhanced recovery?

Dr. Prince: I think the institute is looking at perhaps redoing the simulations with some of these new regulations in place. I do not know if I am correct there, Dr. Lawson. Perhaps you can correct me if I am wrong. The results might be available on a preliminary basis for you to look at before you have disposed of this question. I can only give you some feelings as to what direction the NEP might move things in. Whenever you start tinkering with the tax system, you have a real problem with getting any firm indication of results if you do not actually use some modelling system such as this. NEP will encourage tertiary production because of the increased price that will be given to oil produced by these methods. That

[Traduction]

nette serait supérieure à zéro. Autrement dit, il vaudrait la peine qu'une société entreprenne le développement de tel ou tel projet qui ne serait toutefois pas aussi rentable si un autre procédé était utilisé dans le même réservoir, procédé dont le coût ou le pourcentage présumé de récupération seraient différents.

Si vous regardez la prochaine diapositive, à gauche, le procédé par microémulsion, la petite ligne indique les possibilités compétitives de ce procédé. En d'autres mots, voilà la quantité de pétrole qui serait produite à l'aide de ce procédé puisque c'est la façon la plus rentable d'exploiter certains réservoirs. La raison pour laquelle j'ai retenu cette diapositive, est que nous pouvons également considérer ce qui produirait si par exemple il se trouvait que nous ne puissions pas utiliser un autre procédé pour des raisons techniques. Dans ce cas-là, si le procédé par microémulsion passait avec succès les tests sur le terrain, le potentiel économique total augmenterait en flèche pour atteindre presque 75 millions de barils comme nous l'indiquons ici, par comparaison à 10 millions de barils à peine; cela veut dire que 75 millions de barils pourraient être produits de façon économique à l'aide de ce procédé ou du procédé d'extraction au solvant mais étant donné que celui-ci est surclassé mettons par le procédé alcalin qui apparaît de l'autre côté, autrement dit qu'en général ce dernier procédé coûte moins cher et est par conséquent plus rentable, la quantité réelle de pétrole que nous pourrions obtenir par le procédé à microémulsion lors d'une vraie mise en valeur et si tous les tests réussissent, est inférieure à 15 millions de barils. Toutes ces explications ont pour but de vous faire comprendre que certains procédés sont parfois techniquement moins utilisables et pourraient pas conséquent être en parti remplacés par d'autre procédés.

J'ai quelques autres diapositives semblables, mais elles disent toutes la même chose et je m'en tiendrai donc à cela.

Le président: Merci, monsieur Prince.

Notre étude nous a conduit à conclure que la viabilité de la récupération assistée dépend de facteurs d'ordre technique et économique et des politiques du gouvernement. Dans votre étude, vous basez 4 millions de barils sur le prix de \$20 en 1978. Si les politiques publiques influencent vraiment la récupération assistée avez-vous été en mesure de prendre la nouvelle politique, c'est-à-dire le prix de \$30 le baril ainsi que les autres éléments que comporte cette politique, pour établir dans quelle mesure elle pourrait favoriser la récupération assistée?

M. Prince: Je crois que l'Institut songe à refaire les modèles et à tenir compte des nouveaux règlements en vigueur. Je ne sais si je me trompe à ce sujet, monsieur Dawson, et vous pourriez me corriger si je fais erreur. Il se pourrait que vous puissiez disposer des résultats préliminaires de nos recherches avant d'avoir terminé votre étude de cette question. Je ne peux que vous donner quelques indications sur l'impact éventuel du programme énergétique national. Quand on se met à jouer avec le système fiscal, il est très difficile de donner des résultats précis à moins d'utiliser des modèles comme ceux-ci. Le PEN stimulera la récupération assistée par suite de la hausse du prix du pétrole produit à l'aide de ces procédés. Cela

[Text]

is a strong incentive, I believe, and it will, I hope, have a strong effect.

The \$30 a barrel is immediately hit with the 8 per cent petroleum and natural gas tax which knocks it back down by \$2.40, and I have already indicated that these estimates in today's dollars are based on a price of approximately somewhere between \$24 and \$27, depending on what the actual rate of cost inflation has been. I think it is closer to \$27 or \$27.50. I just knocked \$2.50 off the \$30 with the PNGR tax, so we are right where the simulation was. I am saying, then, that the 4 billion barrels should be able to be produced with that price.

The other changes to the tax system involved alteration—

Senator Guay: They should be produced at that price in a general manner because they could use different processes to produce them.

Dr. Prince: Yes, that is right, senator. All I am saying is that the price we have under the national energy program is approximately the same as the price which we used in carrying out these simulations. But that is a little misleading, because the tax situation has changed as well, and one has to look at all of the factors. There are some development grants that would be available to tertiary recovery, and that will affect things in a positive manner. The changes in the tax regime will not affect tertiary recovery in a positive manner. Formerly, the depletion allowance was 50 per cent of eligible expenditures, and it could be claimed by companies up to a maximum of 50 per cent of resource income. Now the maximum for the depletion allowance is 33½ per cent, and it can only be claimed up to 25 per cent of resource income.

Senator Guay: I do not think it was 50 per cent previously.

Dr. Prince: I believe it was in respect of tertiary recovery, senator.

Senator Guay: I thought it was in the 40 to 45 per cent range.

Dr. Prince: You would have to check that, then. Nonetheless, the point I am making is that the immediate tax change is somewhat detrimental vis-à-vis the previous situation.

We do have a grants system in effect, and with that we get into another problem, that being that the grants do not apply to foreign-owned firms. Since the foreign-owned firms were not eligible for these grants previously, that part of it will not directly affect their analysis. However, the fact that they do not have the ability to take the depletion allowances as generously as they did previously will result in some detrimental effect. Nonetheless, I have to say that the price increases have been a strong move in a positive direction.

The question really is the extent to which governments want to provide incentives for developments that may turn out to be profitable in any case, and that takes us into another whole

[Traduction]

constitue un stimulant efficace, me semble-t-il, et il aura, je l'espère, une grande influence.

Le prix de \$30 le baril est immédiatement frappé de la taxe de 8 p. 100 sur le pétrole et le gaz naturel; il faut donc soustraire \$2.40; or j'ai déjà signalé que ces estimations qui sont faites en dollars d'aujourd'hui sont fondées sur un prix variant de \$24 à \$27 en fonction du taux réel d'inflation des coûts. Je crois qu'il est plus près de \$27 ou \$27.50. Je viens de soustraire \$2.50 du \$30 à cause de la taxe susmentionnée et nous sommes donc exactement au point où en était le modèle. Je dis donc que l'on pourrait produire les 4 000 barils à ce prix.

Les autres modifications du système fiscal impliquaient un changement...

Le sénateur Guay: Ils devraient être produits à ce prix de façon générale, car on pourrait utiliser différents procédés pour les produire, n'est-ce pas?

M. Prince: Oui, c'est exact, sénateur. Tout ce que j'ai dit c'est que le prix prévu par le Programme énergétique national est environ le même que celui utilisé dans nos modèles. Mais cela porte un peu à confusion car la situation fiscale a également évolué et il faut tenir compte de tous les facteurs. Il existe aussi des subventions de développement qui pourraient être obtenues pour la récupération assistée ce qui aurait une influence positive sur la situation. Les modifications du régime fiscal n'auront aucune influence positive sur cette récupération. La déduction pour épuisement des réservoirs était auparavant de 50 p. 100 des dépenses admissibles et les sociétés pouvaient en faire la réclamation jusqu'à concurrence de 50 p. 100 des recettes provenant de ces ressources. Mais le maximum de la déduction pour épuisement a maintenant été fixé à 33½ p. 100 et elle ne peut être réclamée que jusqu'à concurrence de 25 p. 100 des recettes relatives aux ressources.

Le sénateur Guay: Je ne crois pas que ce dégrèvement était de 50 p. 100.

M. Prince: Je crois qu'il l'était relativement à la récupération assistée, sénateur.

Le sénateur Guay: Je pensais qu'il était d'environ 40 ou 45 p. 100.

M. Prince: Il vous faudrait le vérifier donc. Ce que je soutiens cependant c'est que le changement immédiat du régime fiscal a une influence néfaste par rapport à la situation antérieure.

Il existe effectivement un système de subventions, mais cela nous conduit à un autre problème, à savoir que ces subventions ne peuvent être accordées à des entreprises sous contrôle étranger. Puisque celles-ci n'étaient pas admissibles antérieurement, cet aspect du programme n'aura aucun effet sur leur analyse. Ce qui aura un effet négatif c'est qu'elles ne pourront plus profiter de la déduction pour épuisement autant qu'elles le faisaient avant. Malgré tout, je dois dire que la hausse du prix constitue un grand pas dans la bonne direction.

Ce qui est en question vraiment c'est de savoir dans quelle mesure les gouvernements veulent stimuler le développement des ressources qui s'avéreront rentables de toute manière, et

[Text]

area, that being the higher risks involved in tertiary recovery projects. It is a riskier activity than is conventional oil development, and that, of course, is the reason the higher price is allowed for the oil being produced. But there are difficult trade-offs here, and I do not think anyone as yet is in a position to make a definitive judgment on what is likely to happen.

The Chairman: In relation to the role of the government, you say in your synopsis that the dissemination of information could be undertaken by a central agency of government.

Could you enlighten me as to whether this would be a job for the Petroleum Monitoring Agency, or do you foresee another agency doing this?

Dr. Prince: At the time, what I had in mind was a group similar to the Alberta Oil Sands Technology and Research Authority. If government is going to get involved in actual experimentation in enhanced oil recovery, they would then be in a position to make that information available on some basis, if they chose to, to other companies which are developing reservoirs similar in nature. That would probably happen more quickly than it does in private industry if the government were actively involved.

One of the conclusions I have come to, although I am not sure whether it is stated in the policy conclusions there, is that it may be appropriate for the people of Canada to accept a higher degree of the risk involved with tertiary recovery projects through actual subsidization of the pilot stage of development. If that route is chosen as a way to provide some incentive for increasing enhanced recovery activity, then I would presume that a government funding projects would be in a position to disseminate information.

The Chairman: What is the role of the financial institutions?

Dr. Prince: I think the role of the financial institutions is the same as the role they play in other energy development areas—that is, to provide financing where it is needed. The problem for financial institutions is complicated in the case of tertiary recovery by the newness of the game and, to some extent, by the high risks involved, from their point of view. So, it is going to take some time, I believe, for financial institutions, in general, to get tuned into financing these projects.

I can say that at the Royal Bank we are looking closely at the possibility of financing these kinds of projects, and we have found it necessary to augment our staff with people technically capable of evaluating them to make some risk assessment. If other banks do not have that technical capability right now, they would probably want to get it before they move too quickly into this area.

The Chairman: I think we are going to be told by the industry, as you stated in your brief, that they cannot finance without cash-flow; that they must have a significant cash-flow to finance any project; and that the budget will cut significantly into their cash-flow and dry up that source of exploration

[Traduction]

nous abordons donc ainsi un chapitre bien différent, celui des risques plus élevés des projets de récupération assistée. Cette activité est plus risquée par les procédés conventionnels et c'est pourquoi on permet que le pétrole produit soit vendu à un prix plus élevé. Mais ce procédé comporte des aspects difficiles et je ne crois pas que personne soit encore en mesure de se prononcer définitivement sur ce qui peut arriver.

Le président: En ce qui concerne le rôle du gouvernement vous déclarez dans votre résumé qu'il reviendrait à un organisme public central de propager l'information.

Pourriez-vous me préciser s'il s'agirait d'un travail pour le Petroleum Monitoring Agency ou pour un autre organisme?

M. Prince: Je songeais à un groupe semblable à l'Alberta Oil Sands Technology and Research Authority. Si le gouvernement veut réellement s'engager dans l'expérimentation réelle des techniques de récupération assistée du pétrole, il sera ensuite en mesure de rendre cette information accessible en quelque sorte, s'il le désire, à d'autres sociétés qui exploitent des gisements semblables. Les choses iraient probablement plus vite que dans l'industrie privée si le gouvernement s'engageait activement.

Une des conclusions auxquelles je suis arrivé, même si je ne suis pas sûr qu'elles figurent dans les conclusions de politiques énoncées ici, est qu'il conviendrait peut-être que la population du Canada accepte un degré plus élevé de risques avec les projets de récupération tertiaire par un subventionnement réel du projet pilote de développement. Si c'est cette voie qui est choisie pour fournir quelque encouragement à une augmentation des activités de récupération assistée, je présume alors que des projets de financement gouvernementaux seraient en mesure de publier ces renseignements.

Le président: Quel est le rôle des institutions financières?

M. Prince: Je crois que le rôle des institutions financières est semblable à celui qu'elles jouent dans d'autres domaines d'exploitation énergétique, c'est-à-dire fournir le financement nécessaire. Le problème des institutions financières est compliqué, dans le cas de la récupération tertiaire, par la nouveauté du jeu et, dans une certaine mesure, par les risques encourus de leur point de vue. Donc, il faudra attendre quelque temps, avant que les institutions financières en général s'entendent pour financer ces projets.

Je puis dire qu'à la Banque Royale nous examinons de près la possibilité de financer ces genres de projets, et nous avons jugé nécessaire de compléter notre personnel avec des personnes techniquement capables de les évaluer et de faire certaines évaluations des risques. Si les autres banques n'ont pas cette capacité technique dès maintenant, elles voudront probablement l'acquérir avant de s'engager trop rapidement dans ce domaine.

Le président: Je crois que l'industrie va nous dire, comme vous l'avez déclaré dans votre mémoire, qu'elle ne peut financer sans une marge brute d'autofinancement. Elle doit avoir une importante marge de ce genre pour financer quelque projet que ce soit, sachant que le budget fera des coupures

[Text]

dollars. They will say that they cannot get financing. You stated in your brief that they can. Can you balance that, or tell me about that?

Dr. Prince: I am not saying that they can definitely get financing for all kinds of projects. What I am saying is that I believe the financial community, particularly the banking system, will be willing to look at enhanced oil recovery as an investment project, in the same way as they look at all other projects. They will evaluate the risks involved and the projected cash-flow before they lend money. The evaluation will require them to look at more technical detail than they have had to look at in the past.

Senator Guay: I think it is a better investment for the banks too. I think they would take less chances than they would if they were involved in other financing. That is my feeling on it.

Dr. Prince: My immediate response to that, senator, is that it is not clear to me that that is yet the case. It depends on when the bank gets into the game, however. If you start right from the beginning with somebody coming to you and asking to finance their activities in developing a pilot project for a reservoir, then I think there is a fairly high level of risk involved. If you have a good laboratory evaluation of a particular reservoir, if the reservoir itself looks homogeneous, if it looks to be quite suitable for enhanced oil recovery, and if one has the results of a well-designed pilot test that are positive, then I agree.

Senator Guay: And also if the banks have good, qualified staffs, as they have now—and you are a good example of it—I think they are in the right field.

Dr. Prince: Yes, I agree; although what they need is not generalists or economists to evaluate reservoirs; they really need good, strong engineering expertise to check the evaluations the companies bring or to assist in evaluations. Those kinds of people are hard to find in Calgary, or anywhere else. One of the problems I see in the near term future is the supply bottleneck on skilled personnel in these areas.

Senator Riley: It would be a little more difficult than financing the lobster suppers in Prince Edward Island.

Dr. Prince: That is right.

Dr. Dawson: May I add a comment, which is perhaps somewhat prompted by the reference to the lobster supper? If you get into the probability of how many lobsters you will catch in 20 years' time off the coast of Victoria or off Prince Edward Island, or wherever, you get into some of the uncertainties that you are into when you ask how much oil you will get out of some of these reservoirs. We have not been doing enough of it yet.

We are looking at a forward time of 20 years on these projects. Bankers tend to like proven track records; so you are

[Traduction]

importantes dans cette marge brute d'autofinancement et assèchera cette source de dollars d'exploration. Elle dira qu'elle ne peut obtenir de financement. Vous avez dit dans votre mémoire qu'elle le pouvait. Pouvez-vous me dire exactement ce qu'il en est?

M. Prince: Je ne dis pas qu'elle pourra définitivement obtenir des financements pour toutes sortes de projets; je dis que le monde de la finance, plus particulièrement le système bancaire, sera désireux d'examiner ces techniques de récupération assistée du pétrole comme projet d'investissement, de la même façon qu'elle considère tous les autres projets. Elles évalueront les risques en cause et la marge brute d'autofinancement prévue avant de prêter de l'argent. L'évaluation les forcera à examiner des détails plus techniques que ce n'était le cas auparavant.

Le sénateur Guay: Je crois que c'est un meilleur investissement pour la banque également. Elle prendra moins de chances qu'elle ne le ferait si elle était engagée dans d'autres projets de financement. C'est ce que je crois sur ce point.

M. Prince: La réponse qui me vient immédiatement à l'esprit, sénateur, est qu'il n'est pas clair pour moi que ce soit le cas déjà. Tout dépend du moment où les banques entreront dans la partie toutefois. Si vous commencez dès le début par quelqu'un qui vient vous demander de financer ses activités d'exploitation d'un projet pilote de réservoir, je crois alors que le risque est assez élevé. Si vous avez une bonne évaluation de laboratoire au sujet d'un réservoir particulier, si le réservoir lui-même semble homogène, s'il semble être tout à fait approprié aux techniques de récupération assistée du pétrole, et si on a les résultats d'un essai pilote bien conçu qui soient en outre positifs, alors je donne mon accord.

Le sénateur Guay: Si en outre les banques ont un personnel qualifié, comme c'est le cas actuellement—et vous en êtes un bon exemple—je crois qu'elles sont dans la bonne voie.

M. Prince: Oui, j'en conviens; même si ce dont elle a besoin ce ne sont pas de généralistes ou d'économistes pour évaluer les gisements. Elle a réellement besoin de bons et de forts experts en ingénierie pour évaluer les évaluations produites par les compagnies ou pour aider à faire ces évaluations. Ces genres d'experts sont difficiles à trouver à Calgary ou ailleurs. L'un des problèmes que j'entrevois pour un avenir rapproché est une pénurie de personnel qualifié dans ces domaines.

Le sénateur Riley: Ce sera un peu plus difficile que de financer les soupers au homard de l'Île-du-Prince-Édouard.

M. Prince: C'est juste.

M. Dawson: Puis-je ajouter un commentaire qui est peut-être quelque peu suscité par l'allusion au souper au homard. Si vous cherchez à calculer le nombre probable de homards que vous attraperez en 20 ans au large de la côte de Victoria ou de l'Île-du-Prince-Édouard, ou où que ce soit, vous ressentez la même incertitude que celle que vous connaissez lorsque vous vous demandez combien de pétrole vous obtiendrez de certains de ces gisements.

Nous n'en avons pas encore fait suffisamment. Nous examinons ces projets 20 ans à l'avance. Les banquiers ont tendance

[Text]

getting into areas where the knowledge base is accumulating, but quite slowly.

If you want people to put up fairly big money for some of these projects, you will have to give them a fair amount of documentation showing that your engineering studies are correct and that you know what you are doing.

Senator Guay: You will have to show them that the catch is going to be pretty good.

Senator Bielish: What is being done to provide a pool of the skilled people necessary for doing the kinds of things you are talking about?

Dr. Prince: If there are any special efforts being made, senator, they are probably within industry. In other words, employers are training internally their staffs in sophisticated tertiary recovery techniques. I believe there may well be a growing differential in wages for people who have that expertise, and that will ultimately provide some incentive for people to go a little further in their university training at that level; or it may attract people from other countries.

Senator Bielish: Are careers in this type of field being promoted?

Dr. Prince: I am not really sure I have the knowledge to answer that question. I think the general career of a reservoir engineer has been expanding into this area. Right now the general career, reservoir engineer, is most attractive for a number of reasons; so I don't think anything special has been done.

Senator Bielish: Is there good publicity of the opportunities in the field for young people?

Dr. Prince: Yes. It is well known in Calgary that these people are beginning to write their own tickets, wherever they go. I guess that is what you mean by "good publicity" to some extent.

Senator Bielish: Yes.

The Chairman: Is there any incentive offered at the university level now to encourage people?

Senator Bielish: In the way of scholarships?

Dr. Prince: I am not sure.

The Chairman: Would you have anything to suggest?

Dr. Dawson: Some of the engineering at this level is fairly sophisticated and almost necessitates either graduate training or further advanced training; it is difficult to ask a young engineer to leave his current job, which is paying him relatively quite well, in order to further his education. Consequently, the enrolment at many of the graduate schools of engineering is not as high as one would like, because they cannot attract people off the production line to take the advanced training.

To the extent, therefore, that you are talking about graduate training in engineering, I think the current pressure on the

[Traduction]

à aimer les dossiers éprouvés; vous vous engagez donc dans des domaines où la base de connaissances s'accumule mais très lentement.

Si vous voulez qu'on investisse des sommes assez importantes dans certains de ces projets, vous devrez fournir une quantité assez considérable de documentation démontrant que vos études techniques sont exactes et que vous savez ce que vous faites.

Le sénateur Guay: Vous devrez prouver que la prise sera vraiment bonne.

Le sénateur Bielish: Que fait-on pour créer une réserve de personnes qualifiées pour effectuer le genre de choses dont vous parlez?

M. Prince: Si des efforts spéciaux sont faits, sénateur, ils le sont probablement au sein de l'industrie. Autrement dit, les employeurs apprennent sur place à leur personnel les techniques de récupération tertiaire complexes. Je crois qu'il peut fort bien se produire un écart croissant de salaires pour les personnes qui possèdent ces compétences, et cela en incitera finalement certains à poursuivre leur formation universitaire jusqu'à ce niveau; ou attirer des étrangers.

Le sénateur Bielish: Y a-t-il un programme pour promouvoir les carrières dans ce domaine?

M. Prince: Je ne suis pas certain d'avoir les renseignements nécessaires pour répondre à cette question. Je crois que la carrière générale d'ingénieurs de réservoir s'est étendue dans ce domaine. A l'heure actuelle, la carrière générale d'ingénieurs de réservoir est très intéressante pour un certain nombre de raisons; je ne crois qu'on ait entrepris quelque chose de spécial.

Le sénateur Bielish: Est-ce qu'une bonne publicité des possibilités de carrière dans ce domaine est faite auprès des jeunes gens?

M. Prince: Oui. c'est notoire à Calgary que ces gens commencent à se faire respecter, où qu'ils aillent. J'imagine que c'est dans une certaine mesure ce que vous voulez dire par une «bonne publicité».

Le sénateur Bielish: Oui.

Le président: Des encouragements sont-ils offerts au niveau de l'université pour inciter les étudiants dans cette voie?

Le sénateur Bielish: Sous forme de bourses?

M. Prince: Je n'en suis pas sûr.

Le président: Auriez-vous quelque chose à suggérer?

M. Dawson: Certaines techniques à ces niveaux sont très complexes et nécessitent presque soit une formation de diplômé soit un perfectionnement; il est difficile de demander à un jeune ingénieur de quitter son emploi actuel, qui le paye relativement bien, afin de parfaire ses études. Par conséquent, l'inscription dans un grand nombre de facultés de génie n'est pas aussi élevée que souhaité, parce qu'elles ne peuvent attirer les personnes engagées dans la production à suivre un cours de perfectionnement.

Dans la mesure, par conséquent, où vous parlez de formation de diplômés en génie, je crois que la pression actuelle

[Text]

undergraduate engineer, who is perhaps two years out of engineering school, is such that a university like the University of Calgary has great difficulty in attracting people to its graduate courses. But some of the techniques we are talking about involve a level of fairly sophisticated training.

Senator Bielish: They cannot attract them because they feel they are getting an adequate salary?

Dr. Dawson: They are getting well paid with their undergraduate degree and there is not too much incentive for them to go back and get a graduate degree.

Senator Bielish: So you are not making the next step attractive enough financially.

Dr. Dawson: It is not just a question of salaries. I do not like to generalize, but quite frequently a young engineer out of, say, Queens, might come to Calgary and get \$18,000 or \$20,000 as a starting salary. To leave that job and go back to university for two years means he is leaving aside a fairly substantial income.

Senator Bielish: He is losing \$36,000 in salary. That is the point I am making. Is there any incentive for him or is he going to recapture that in a year or two?

Dr. Dawson: I think not.

Senator Bielish: And there are no scholarships or anything provided by the industry to look after that person for the two years?

Dr. Dawson: What industry does is give these people advanced training on the job.

The Chairman: Speaking of the role of the government, what role do you see for Petro-Canada, if any?

Dr. Prince: I think they could develop a role for themselves.

The Chairman: I am coming back to your brief where you say:

A fairly modest government involvement in many projects at this initial stage would in effect pool some of the risk while reducing risk dramatically to individual operators.

You also say:

This would appear to be a natural activity for our national petroleum company (Petro-Canada) and one which should be welcomed by industry.

Dr. Prince: Certainly, anything to do with Petro-Canada is unlikely to be welcome by major oil companies at the moment. Eventually they might welcome it. However, what I think needs to be done here is to get the smaller companies involved if possible, and that is not easy because of the high risk at the pilot stage. But smaller and medium sized oil companies, Canadian companies, if you will, could get involved in enhanced oil recovery to a large degree, and if Petro-Canada were prepared to participate with them, particularly at the laboratory development stage and at the pilot project stage,

[Traduction]

exercée sur l'ingénieur non diplômé qui a quitté depuis deux ans peut-être la faculté de génie, est telle que l'Université de Calgary a d'énormes difficultés à recruter des gens pour ces cours de perfectionnement destinés, aux diplômés. Mais certaines des techniques dont nous parlons demandent un niveau assez élevé de formation.

Le sénateur Bielish: Elles ne peuvent les attirer parce qu'ils estiment qu'ils font un bon salaire.

M. Dawson: Ils sont assez bien payés sans diplôme supérieur et il n'y a rien d'intéressant pour eux dans le fait de retourner pour obtenir un diplôme de perfectionnement.

Le sénateur Bielish: Cela signifie que vous ne rendez pas l'étape suivante suffisamment intéressante du point de vue financier.

M. Dawson: Ce n'est pas simplement une question de salaire. Je n'aime pas généraliser, mais assez fréquemment un jeune ingénieur qui est sorti de disons Queens, pourrait venir à Calgary et obtenir \$18,000 ou \$20,000 au départ. Quitter ce travail pour retourner à l'université pendant deux ans signifie qu'il renonce à une somme assez substantielle.

Le sénateur Bielish: Il perd \$36,000 de salaire. C'est ce que je veux dire. Y a-t-il des encouragements pour lui ou pourrait-il récupérer cette somme dans un an ou deux?

M. Dawson: Je crois que non.

Le sénateur Bielish: Et l'industrie ne prévoit aucune bourse ou autre chose du genre pour subvenir aux besoins de cette personne pendant deux ans?

M. Dawson: L'industrie préfère donner à ces jeunes gens une formation poussée en cours d'emploi.

Le président: Au sujet du rôle du gouvernement, quel rôle voyez-vous pour Petro-Canada, le cas échéant?

M. Prince: A mon avis, la société pourrait tenir son propre rôle.

Le président: Revenons à votre mémoire, lorsque vous dites

Une part assez modeste du gouvernement dans bon nombre de projets, à l'étape initiale, pourrait en fait servir à répartir certains des risques tout en les réduisant radicalement pour les entreprises individuelles.

Vous dites aussi:

Il semblerait tout à fait normal que la société Petro-Canada assume ce rôle et que ce serait bien accueilli par l'industrie pétrolière.

M. Prince: Il est certain que tout ce qui se rapporte à Petro-Canada est peu susceptible d'être bien accueilli par les grandes sociétés pétrolières pour le moment. Peut-être par la suite. Mais, à mon avis, il faudrait si possible, la participation des petites entreprises, et cela n'est pas facile étant donné le risque élevé au stade pilote. Mais les petites et moyennes compagnies pétrolières, c'est-à-dire les compagnies canadiennes si vous voulez, pourraient participer dans une large mesure à la récupération assistée du pétrole et si Petro-Canada était prête à se joindre à elles, particulièrement au stade du dévelop-

[Text]

and accept a considerable portion of this front-end risk, they might see the wisdom of moving into this area.

I think you would find that the situation in the United States—and I have not studied it in great detail—is that there are a considerable number of smaller energy companies who are actively engaged in enhanced recovery evaluations and pilot projects. And there, to some extent, the Department of Energy takes a direct subsidy position on certain projects. They have paid up to 50 per cent of the total cost of a pilot project. That makes it much more attractive for a smaller firm to try to increase the efficiency with which it gets oil out of the ground.

The Chairman: If it is difficult for the small company to undertake the risks of enhanced oil recovery, to what extent do you think the less favourable climate for multinationals in the recent energy program will affect enhanced recovery?

If it is difficult for the small ones now, what is it going to be like for the larger ones, in the light of the budget?

Dr. Prince: Well, as I said before, it is difficult to say what the ultimate impact of the budget provisions is going to be, because there is a combination of positive incentives, due to higher prices for the product, and negative incentives, due to alteration of the depletion allowance provision in the tax system. In the case of multinationals there is no grants system to back that up, and so there are some trade-offs. The ultimate result I am not really prepared to speculate on at the moment.

Senator Bielish: And at the moment, then, in your opinion, it is pure speculation.

Dr. Prince: At the moment it is pure speculation. That is right.

The Chairman: But if we did not help the small independents, and we have hindered the multinationals, we are in trouble.

Dr. Prince: That is correct. I am simply not prepared to say, yet, that we have hindered the multinationals in the area of enhanced or recovery. I mean, the ultimate impact of a higher price may overcome whatever detrimental effects the other provisions may have on the multinationals.

The Chairman: I do not think that is consistent with what you told us a few moments ago about the effects of the policy with respect to encouraging enhanced recovery. Where is it going to encourage it?

Dr. Prince: I am not sure where the confusion is. Where will the national energy policy encourage enhanced recovery?

The Chairman: Right.

Dr. Prince: I guess, first of all, it will do so because it provides a \$14 supplement to the price that is received by the

[Traduction]

pement en laboratoire et au stade pilote, en acceptant au besoin une grande partie des risques, elles envisageraient peut-être de s'orienter vers ce secteur.

Je crois que si vous regardez la situation aux États-Unis—et je ne l'ai pas étudiée en détail—vous vous rendrez compte qu'il existe un nombre considérable de compagnies pétrolières moins importantes qui participent activement aux études sur la récupération assistée et aux projets pilotes. Il y a aussi le Département américain de l'énergie qui dans une certaine mesure y contribue directement par des subventions à certains projets. Il a versé plus de 50 p. 100 du coût total d'un projet pilote. Cela encourage donc les petites compagnies à faire des efforts pour améliorer leurs méthodes d'extraction du pétrole.

Le président: S'il est difficile pour une petite compagnie de courir les risques que représente la récupération assistée du pétrole, dans quelle mesure, à votre avis, le climat moins favorable créé par le récent programme énergétique pour les multinationales touchera-t-il la récupération assistée?

Si la situation est difficile actuellement, pour les petites compagnies quelle sera-t-elle pour les grandes, compte tenu du budget?

M. Prince: Comme je l'ai déjà dit, il est difficile de prévoir quelles seront finalement les répercussions des dispositions du budget, étant donné le double aspect qu'il présente: un aspect positif encourageant en raison du prix plus élevé du produit, et un aspect négatif dû à la modification des dispositions du système fiscal sur l'épuisement des ressources. Dans le cas des multinationales, aucun système de subventions ne vient appuyer cela, donc il existe certains compromis. Quant aux conséquences ultimes, je ne suis réellement pas prêt à spéculer là-dessus en ce moment.

Le sénateur Bielish: Alors, actuellement, ce ne serait que pure spéculation, à votre avis.

M. Prince: C'est juste.

Le président: Mais si nous n'avions pas aidé les petites compagnies indépendantes et mis un frein aux activités des multinationales, nous aurions certainement des ennuis.

M. Prince: C'est exact. Je ne suis simplement pas encore prêt à dire que nous avons entravé les activités des multinationales dans le domaine de la récupération assistée. Ce que je veux dire, c'est qu'en fin de compte, une hausse du prix du pétrole contrebalancerait les effets préjudiciables que les autres dispositions pourraient avoir pour les multinationales.

Le président: A mon avis, cela ne semble pas compatible avec ce que vous nous avez dit il y a quelques instants sur les effets de la politique visant à encourager la récupération assistée. De quelle façon cette politique l'encourage-t-elle?

M. Prince: Je ne suis pas certain qu'il y ait confusion. Est-ce sur la façon dont la politique énergétique nationale encouragera la récupération assistée?

Le président: C'est cela.

M. Prince: Je crois tout d'abord que cette politique visant à augmenter de \$14 le prix que reçoit le producteur constituera une mesure positive car ce sera un stimulant. Ai-je raison?

[Text]

producer as a fairly significant positive incentive for engaging in this activity. Right?

Senator Guay: I do not believe my question is in the context of the report you have made, but is rather in regard to the types of skilled workers you are going to generate through this program, which I presume could be numerous, but I do not know. My first point is with regard to employment. Secondly, how many unskilled workers would be involved as compared to skilled workers? Would it be numerous? Would it be a good thing for them as far as employment is concerned?

Dr. Prince: Enhanced recovery development, you mean?

Senator Guay: Yes.

Dr. Prince: I believe, in general, senator, that oilfield development is not labour intensive, as such. It is difficult for me to estimate whether or not the employment impact would be significant enough to be an incentive.

Senator Guay: With regard to the type of skilled workers you were speaking of, you would not have an indication or a thought in mind with regard to what is involved when we are speaking of them with regard to the entire program of recovery. I am only speaking of the recovery program.

Dr. Dawson: Are you talking about the tertiary, or enhanced recovery?

Senator Guay: Yes.

Dr. Dawson: Most of these processes involve a great deal of drilling activity. They involve a lot of engineering design work, also. So the types of skill you are talking about are those possessed by engineers and drilling crews to quite a degree.

Now, the drilling crews may not have a lot of formal education, but they are quite skilled at their trade of drilling. You do not get many of what you refer to as unskilled or simple labourers involved in this process.

I think you are getting fairly highly skilled drilling crews, and also engineers, as your main demand. I don't know if that is a correct reading or not, but that is my interpretation.

Senator Bielish: With any drilling in any area it is the multiplier effect of the trucks that come, and whatever else you need, which adds to the labour situation.

Dr. Dawson: That is true, but that is the case with almost any construction type activity.

Senator Bielish: That is right.

Dr. Dawson: It is not the same, but it is similar to a pipeline in terms of its multiplier effect.

Senator Bielish: Whenever there is drilling, there is always a lot of other action which requires people for different jobs.

Dr. Prince: That is correct, yes.

Senator Guay: To follow up on that, the people of whom we are speaking learn a trade and often they live in Alberta and

[Traduction]

Le sénateur Guay: Ma question ne se pose pas dans le contexte de votre rapport, mais elle concerne plutôt le type de main-d'œuvre spécialisée que vous allez susciter en appliquant ce programme et qui, je le suppose, pourrait être importante, je ne sais pas. Ma première question concerne donc l'emploi. En second lieu, comment les travailleurs non spécialisés pourront-ils participer au programme par rapport aux travailleurs spécialisés? Seront-ils nombreux? Ce programme sera-t-il avantageux pour eux en matière d'emploi?

M. Prince: Vous voulez dire les méthodes de récupération assistée?

Le sénateur Guay: Oui.

M. Prince: À mon avis, sénateur, l'exploitation des réserves de pétrole n'exige pas en général un grand nombre de travailleurs. Il est difficile pour moi de prévoir si les répercussions seront assez importantes pour stimuler l'emploi.

Le sénateur Guay: En ce qui concerne les travailleurs spécialisés dont vous parliez, pouvez-vous nous dire si vous avez une idée de ce dont il s'agit relativement au programme global de récupération. Je ne veux parler que de ce programme.

M. Dawson: Parlez-vous des méthodes de récupération tertiaire ou assistée?

Le sénateur Guay: Oui.

M. Dawson: La plupart de ces procédés entraînent un grand nombre d'opérations de forage. Elles exigent aussi des travaux considérables d'études techniques. Donc les spécialisations dont vous parliez seraient dans une large mesure, celles que possèdent les ingénieurs et les équipes de forage.

Maintenant, les travailleurs des équipes de forage n'ont peut-être pas beaucoup d'instruction, mais ils sont très spécialisés dans leur métier. On trouve très peu de travailleurs non spécialisés ou de simples ouvriers dans ce secteur.

À mon avis, ce sont les équipes de forage hautement spécialisées et les ingénieurs qui sont le plus demandés. Je ne sais pas si j'ai raison, mais c'est ainsi que je vois les choses.

Le sénateur Bielish: Tout forage dans quelque région que ce soit a un effet multiplicateur, c'est-à-dire que le transport par camion et toutes les autres opérations créent des emplois.

M. Dawson: C'est exact, mais la même chose se produit dans presque toutes les activités alliées à la construction.

Le sénateur Bielish: C'est juste.

M. Dawson: Ce n'est pas tout à fait la même chose, mais c'est un peu comme la construction d'un pipe-line, en ce qui concerne l'effet multiplicateur.

Le sénateur Bielish: Partout où l'on exécute des forages, il y a toujours beaucoup d'autres activités qui créent différentes emplois.

M. Prince: C'est vrai, oui.

Le sénateur Guay: Dans le même contexte, les personnes dont vous parlez apprennent un métier et vivent la plupart du

[Text]

are citizens from the area, are they not? Senator Bielish is shaking her head. I appreciate that, because she is a committed senator who works hard and lives in that area, and she probably knows more about it than I do. However, I thought you might enlighten some of us in this regard. At one point someone mentioned—it may have been during another meeting of the committee—that they may have to import people to do some of those highly skilled jobs. That is the reason for my question.

Dr. Prince: I am really not competent to answer that question.

Senator Riley: There are plenty of people who set up schools for technical skills—according to the minister the other day, and the representative from the National Energy Board. They are for pipeline, excavation, heavy machinery, and that sort of thing.

Dr. Dawson: There is a tradition in the drilling industry. They used to be complementary to the seasonal farm jobs right across the country. I believe this is becoming less and less the case, but there are still people who live in various communities across the prairies, and even to some extent in eastern Canada, who come to the drilling jobs for a certain number of months in the year. In recent years that drilling has been stretched out in its length of time to a point where it has become the major activity, and you may find the foreman of a drilling crew living at Leduc and not farming there, and I am sure the same applies in Manitoba—that some people living on farms would not be doing much farming any more. There was a tradition here, but I think it has become more and more committed to the drilling activity.

Dr. Prince: So far as the technically skilled personnel on the engineering side are concerned, I guess our universities across the country have schools of engineering and so, to some extent, would draw right across, so those benefits could be distributed fairly.

The Chairman: I have one last question.

It is on Dr. Prince's comment about risk. You said that the risk of enhanced recovery projects would be greater than ordinary drilling, and in your brief you said that the risks of petroleum activity were no greater than any other business venture. I think that will be contrary to what we are going to be told, and I would like you to explain that. Industry has always said that this is a great-risk industry and needs special attention and special consideration. Do they, in fact, need special consideration more than the lobster dinners in Newfoundland?

Senator Riley: And Prince Edward Island.

Senator Guay: Or the farmer.

Dr. Prince: I believe that the risks in enhanced oil recovery are greater than those associated with conventional oil development. That is one part of it. Regarding the risks associat-

[Traduction]

temps en Alberta, ce sont des habitants de la région, n'est-ce pas? Le sénateur Bielish fait signe que non. Je comprends cela parce qu'elle représente cette région. Elle la connaît probablement beaucoup mieux que moi. Cependant, j'aurais pensé que vous auriez pu éclaircir certains d'entre nous à cet égard. À un moment donné, quelqu'un a dit—à moins que ce ne soit au cours d'une autre séance du comité—qu'il serait peut-être nécessaire de faire venir des travailleurs pour ces emplois hautement spécialisés. C'est la raison pour laquelle je pose la question.

M. Prince: Je ne suis pas réellement un spécialiste pour y répondre.

Le sénateur Riley: On crée un grand nombre d'établissements de formation professionnelle, d'après ce qu'ont dit le ministre et le représentant de l'Office national de l'énergie l'autre jour. C'est pour la construction du pipe-line, l'excavation, les machines lourdes, etc.

M. Dawson: Il existe une tradition dans l'industrie du forage. Les emplois y étaient considérés comme complémentaires des emplois saisonniers agricoles dans tout le pays. Mais je crois que c'est de moins en moins vrai, même s'il y a encore des hommes qui vivent dans diverses collectivités des Prairies et même dans une certaine mesure dans l'Est du Canada, qui viennent travailler au forage pendant quelques mois de l'année. Depuis quelque temps, ces travaux ont pris tellement l'ampleur qu'ils sont devenus une activité importante, et il est maintenant possible de trouver un contre-maître d'une équipe de forage vivant à Leduc même s'il n'a pas de ferme à cet endroit, et je suis sûr que la même chose s'applique au Manitoba, c'est-à-dire que certains agriculteurs ne travaillent plus beaucoup la terre. C'était une tradition ici, mais j'ai l'impression que les opérations de forage sont devenues beaucoup plus importantes.

M. Prince: En ce qui concerne le personnel technique spécialisé, je suppose que les universités de tout le pays comportent des départements de génie et qu'elles pourraient, dans une certaine mesure, attirer des étudiants de partout, ce qui répartirait ces avantages de façon équitable.

Le président: J'ai une dernière question.

Il s'agit de l'observation de M. Prince sur les risques. Apparemment, les méthodes de récupération assistée présenteraient des risques plus grands que le forage ordinaire. Dans votre mémoire, par contre, vous dites que les risques des opérations pétrolières ne sont pas plus élevés que dans toute autre industrie. J'ai l'impression qu'il y a contradiction et je voudrais que vous nous donniez des explications. L'industrie pétrolière a toujours prétendu qu'elle présente de plus grands risques et exige une attention particulière. Cette industrie a-t-elle, en fait, besoin d'une attention spéciale? Plus qu'un repas au homard à Terre-Neuve?

Le sénateur Riley: Et l'Île-du-Prince-Édouard.

Le sénateur Guay: Ou que l'agriculteur.

M. Prince: Tout d'abord, je suis d'avis que les risques que présentent les techniques de récupération assistée sont plus élevés que ceux de l'exploitation du pétrole conventionnel.

[Text]

ed with the oil industry per se, compared with other kinds of activity, I am going to hedge a little bit.

It seems to me that the risks are quite different than from other kinds of activities; they centre in different areas. If you look at individual cases, you will see that exploration risks are quite high.

Senator Guay: That is not what we are talking about. When we are talking about recovery, we know that the oil is there and it is just a matter of getting it out, and you have shown us various procedures that can be used to get it out. The risk in that respect, I would say, is much less than exploration, as such.

The Chairman: You had better explain that to us.

Dr. Prince: That is fairly logical. Again, I would say that the risks are different. The oil is there, but there are many problems involved in getting it out, and they may equate to the risks of finding it. Again, I would ask you to consult experts other than myself on this point.

The thrust of the comments that I made in the summary to the work I did were mainly addressed to evaluating the provisions in the tax system which generally accepted the fact that oil industry risks are much higher. I am not entirely sure that is the case, but I am sure that they are a very different kind of risk.

Senator Guay: You are much better off than the shoe industry, if that once you get the oil out of the ground you know you are going to sell it; whereas a footwear manufacturer does not know if he will have a market for his goods. I would say that your risk is less, going by the recovery system which you showed us, than many products that I can think of at this particular moment.

Dr. Prince: That was the general sense of the comment I made. However, I want to point out that it is a different kind of risk we are talking about here.

In a general manufacturing situation you have risks on the demand side that are tied in with the operation of the economy. If the economy goes down, demand drops considerably. You have those risks in doing business in any retail operation.

The risks in the oil industry are more on the supply side. Whether one can compare the level of risk implied by the two types of activity and say one is more or less risky than the other is a difficult question. That was the point I was attempting to make in this comment. It has not been clearly demonstrated to me that the oil industry faces more risk than other kinds of industry, mainly because it is so difficult to compare demand side risk with supply side risk.

Senator Bielish: Is that why a small company, going to a bank for a loan, finds it rather difficult to obtain funds?

Dr. Prince: In any business you need a track record.

[Traduction]

Quant aux risques que présente l'industrie pétrolière en soi, par rapport aux autres industries, je vais peut-être prendre la tangente.

Il me semble que les risques sont complètement différents de ceux d'autres activités. Ils sont d'un autre ordre. Si on étudie les cas individuellement, on se rend compte que les risques inhérents à la prospection sont très élevés.

Le sénateur Guay: Ce n'est pas ce dont il est question. Lorsqu'il s'agit de la récupération, nous savons qu'il y a des gisements de pétrole à un endroit et qu'il faut le récupérer, et vous nous avez expliqué diverses méthodes qui peuvent être utilisées. Je dirais que le risque dans ce cas est beaucoup moins élevé que celui de la prospection.

Le président: Auriez-vous une explication?

M. Prince: C'est assez logique. Je répète que les risques sont différents. Le pétrole est là, mais sa récupération présente de nombreux problèmes, qui peuvent être l'équivalent des risques de la prospection. Je vous demanderais encore une fois de consulter d'autres spécialistes à ce sujet.

Les observations formulées dans le résumé de mes travaux portent essentiellement sur les dispositions du régime fiscal qui, de façon générale, tiennent compte du fait que les risques sont beaucoup plus élevés dans l'industrie pétrolière. Je ne suis pas tout à fait convaincu de cela, mais je suis certain que cette industrie présente des risques très différents.

Le sénateur Guay: Vous êtes certainement dans une meilleure situation que l'industrie de la chaussure, car lorsque vous récupérez le pétrole, vous savez que vous allez le vendre, tandis que le fabricant de chaussures ne sait s'il aura des débouchés. Je prétends que, si l'on en juge par les méthodes de récupération que vous nous avez expliquées, les risques sont moindres, que pour tous les autres produits auxquels je puis songer pour le moment.

M. Prince: Mes observations allaient dans le même sens, mais je dois souligner qu'il s'agit ici de risques différents.

Dans l'industrie manufacturière, les risques existent du côté de la demande, et celle-ci est tributaire de la conjoncture. Si l'économie est stagnante, la demande diminue considérablement. Ce genre de risque existe dans toute entreprise de vente au détail.

Les risques dans l'industrie pétrolière se situent davantage du côté de l'offre. Il est difficile d'établir une comparaison entre les risques auxquels s'exposent ces deux secteurs. C'est ce que j'ai tenté d'expliquer en faisant cette observation. Je n'ai pas de preuves évidentes que l'industrie pétrolière présente plus de risques que toute autre industrie, principalement à cause de la difficulté d'établir une comparaison entre les risques que présentent l'offre d'une part et la demande de l'autre.

Le sénateur Bielish: Est-ce la raison pour laquelle une petite entreprise qui s'adresse à une banque pour obtenir un prêt a parfois de la difficulté à obtenir des fonds?

M. Prince: Dans toute entreprise, il faut fournir un état de ses réalisations.

[Text]

Senator Bielish: There are fewer track records in connection with enhanced oil recovery than in other industries.

Dr. Prince: Absolutely. There are very few track records for enhanced oil recovery.

Dr. Dawson: When we started this work, in 1977, we had great difficulty in inspiring interest in the examination of enhanced oil recovery. Although Dr. Prince did go to the companies we had great difficulty finding cost information. We thought they were being rather closed-mouthed with us, but we gradually developed the view that they had not turned much attention to this.

My own feeling is that if there had been a certainty of large amounts of return to be made in enhanced oil recovery, somebody would have been into it. That leads me to the impression that it is not cheap oil and that the certainties of recovery are not too great.

Senator Guay: At that time they were not as knowledgeable as they are today. Not very much research had been done at that time. All these things must be taken into consideration. I wish I had an oil field right now; I would not mind operating it. The whole thing is placed in a different context now than it was 15 or 20 years ago.

Dr. Dawson: I am talking about two and a half years ago when we started this work.

Senator Guay: Even since a few years ago a lot of research has been done, and you people are right on par in this respect; you are on top of it; you are fully aware of all the consequences. I don't blame you for it; I have to compliment you. However, I do not want to be sold a bill of goods about a dangerous thing you are going into that is not going to pay off. In fact, my question was going to be: What is the net profit of whoever is going to go into it, who the Royal Bank is going to back, comparing what he will get today with what it was two and a half years ago? I would suggest there is a great difference in the dollar value. I do not know if I have explained that fully, but I am sure you know what I mean. I did not want to interrupt you. I should have let you finish what you were saying a moment ago.

Dr. Dawson: I was just stressing the uncertainties, that is all.

Dr. Prince: I should like to make one comment on that. It has been an interesting experience for me to change from the work I did at the institute, which was on an aggregate basis and looked at enhanced oil recovery on an aggregate basis, saying, "If all of these projects that are technically promising go ahead, we will see a considerable success in most of them; we will get X barrels of oil, so let's move forward." I am now on the other side of the fence—

The Chairman: The other side of the desk.

Dr. Prince: Yes, the desk. The other side is the one that says, "On an individual project basis we are not interested in what is going to happen overall in Alberta over the next ten or

[Traduction]

Le sénateur Bielish: C'est plus difficile pour la récupération assistée que pour d'autres activités.

M. Prince: C'est tout à fait exact.

M. Dawson: Lorsque nous nous sommes lancés dans ces opérations en 1977, nous avons eu beaucoup de difficultés à susciter de l'intérêt pour la récupération assistée du pétrole et même si M. Prince s'est adressé aux sociétés, nous avons eu de la difficulté à obtenir des renseignements sur les coûts. Nous avons eu l'impression qu'on ne voulait pas nous communiquer ces renseignements, mais nous nous sommes graduellement rendu compte qu'on n'avait pas porté beaucoup d'attention à ce projet.

Mon propre sentiment est que s'il y avait eu la certitude d'un taux de rendement élevé dans la récupération assistée du pétrole, des entreprises s'y seraient intéressées. Je suis donc, porté à croire que ce pétrole coûtera cher et qu'il n'est pas trop certain que l'on obtiendra un bon taux de rendement.

Le sénateur Guay: A ce moment-là, on ne possédait pas autant de données qu'aujourd'hui. Il n'y avait pas eu beaucoup de recherches effectuées à cette époque. Il faut tenir compte de tous ces aspects. J'aimerais bien posséder un gisement de pétrole actuellement. Je n'hésiterais pas à l'exploiter. La situation est maintenant tout à fait différente de ce qu'elle était il y a 15 ou 20 ans.

M. Dawson: Je parle d'il y a environ deux ans et demi, lorsque nous avons entrepris ces travaux.

Le sénateur Guay: Même depuis quelques années, beaucoup de recherches ont été entreprises, vous avez raison à cet égard; et vous dominez maintenant la situation. Vous connaissez maintenant toutes les conséquences. Ce n'est pas un blâme; je vous en félicite. Cependant, je ne peux pas comprendre que vous vous lanciez dans une entreprise dangereuse qui ne sera pas rentable. En fait, ce que j'allais demander, c'est le profit net pour celui qui s'engagera dans cette affaire, qui obtiendra de l'argent de la Banque royale, si on compare ses revenus d'aujourd'hui à ceux d'il y a deux ans et demi? Je dirais qu'il y a une grande différence. Je ne sais pas si je me suis bien exprimé, mais je suis certain que vous comprenez ce que je veux dire. Je n'ai pas voulu vous interrompre. J'aurais dû vous laisser finir ce que vous disiez il y a un moment.

M. Dawson: J'insisterais simplement sur les incertitudes, c'est tout.

M. Prince: J'aimerais faire une observation à ce sujet. Cela a été une expérience intéressante pour moi de laisser le travail que j'accomplissais à l'institut, et d'étudier l'ensemble des méthodes de récupération assistée de pétrole, et de me dire: «Si tous ces projets qui promettent beaucoup sur le plan technique réussissent, ce sera un grand succès; nous obtiendrons un nombre X de barils de pétrole, donc allons-y.» Je suis maintenant de l'autre côté de la clôture...

Le président: De l'autre côté du bureau.

M. Prince: Du côté qui dit: «Si l'on considère un projet sur une base individuelle, nous ne sommes pas intéressés à ce qui se produira dans l'ensemble de l'Alberta au cours des 10 ou 15

[Text]

fifteen years. We are interested in how you judge the potential for one project which has got some oil underneath the ground," and you never get down there to see where it is or what it is doing; you do not even see what the structure of the reservoir is like. It is a different order of magnitude of risk. I think there will be some pilot projects that will turn out to be unsuccessful. I do not think we can get around that. The question is how you get industry to reasonably take those steps in each individual case. This is a problem I have not come to grips with. I would not want you to underestimate the level of risk involved in the kind of activity where there are so many variables, as is the case in tertiary recovery.

The Chairman: I am sorry, but I will have to adjourn the meeting now. We have royal assent at 5 o'clock. I thank you, Dr. Prince and Dr. Dawson, for your presence here today. I assure you that your study and the evidence you have given us will be of great assistance to us. I can only hope that you do not recommend one of those unsuccessful loans.

Senator Guay: I agree with you, Mr. Chairman. I want to thank our witnesses.

Dr. Dawson: Thank you for the opportunity of appearing.

Dr. Prince: Thank you, Mr. Chairman.

The Committee adjourned.

[Traduction]

prochaines années. Nous sommes intéressés à la façon dont vous jugez le potentiel d'un projet précis. On ne peut jamais voir où il est situé ou ce que l'on fait; on ne peut même pas voir la structure du réservoir. C'est un risque d'une dimension différente. Je sais qu'il y a certains projets pilotes qui ne réussiront pas. Je ne crois pas que nous puissions faire grand-chose à ce sujet. Le problème est de convaincre l'industrie d'adopter des mesures raisonnables dans chaque cas individuel. C'est un problème auquel je ne me suis pas encore attaqué. Je ne veux pas sous-estimer les risques que comporte ce genre d'opération qui comprend un grand nombre de variables, comme c'est le cas dans la récupération tertiaire.

Le président: Je regrette, mais nous devons lever la séance maintenant. Il y a la sanction royale à 5 heures. Je vous remercie, messieurs Prince et Dawson d'avoir comparu devant notre Comité aujourd'hui. Je puis vous assurer que votre étude et le témoignage que vous nous avez présentés nous seront très utiles. J'espère seulement que vous ne recommanderez pas un de ces prêts infructueux.

Le sénateur Guay: Je suis d'accord avec vous, monsieur le président. Je tiens à remercier nos témoins.

M. Dawson: Je vous remercie de nous avoir donné l'occasion de comparaître.

M. Prince: Merci, monsieur le président.

La séance est levée.



If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Printing Office,
Supply and Services Canada,
45 Sacré-Coeur Boulevard,
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7

En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:
Imprimerie du gouvernement canadien,
Approvisionnement et Services Canada,
45, boulevard Sacré-Coeur,
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7

WITNESSES-TÉMOINS

Dr. J. Philip Prince, Assistant Manager, Energy Economics,
Global Energy & Minerals Group, Royal Bank of
Canada, Calgary, Alta.

Dr. John A. Dawson, Previously Executive Director of the
Canadian Energy Research Institute, Calgary, Alta.

M. J. Philip Prince, directeur adjoint de l'économie éner-
gique, Global Energy & Minerals Group, Banque royale
du Canada, Calgary (Alberta).

M. John A. Dawson, Ancien directeur exécutif de la
Canadian Energy Research Institute, Calgary (Alberta).



First Session
Thirty-second Parliament, 1980

Première session de la
trente-deuxième législature, 1980

SENATE OF CANADA

SÉNAT DU CANADA

*Proceedings of the Special
Committee of the Senate on the*

*Délibérations du comité
spécial du Sénat sur le*

Northern Pipeline

Pipe-line du Nord

Chairman:

The Honourable EARL A. HASTINGS

Président:

L'honorable EARL A. HASTINGS

DEPOSITORY LIBRARY HASTINGS

Tuesday, December 2, 1980

Le mardi 2 décembre 1980

Issue No. 6

Fascicule n° 6

Fourth Proceedings on:

Enhanced Recovery of Oil and
Natural Gas

Quatrième fascicule concernant:

La récupération améliorée du
pétrole et du gaz naturel

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)

SPECIAL COMMITTEE OF THE SENATE
ON THE NORTHERN PIPELINE

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*
The Honourable Paul Lucier, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

| | |
|----------|------------|
| Adams | Langlois |
| Austin | Lucier |
| Balfour | Molgat |
| Bielish | Nurgitz |
| Cottreau | Perrault |
| Doody | Riley |
| Frith | Rowe |
| Guay | Sherwood |
| Hastings | Tremblay |
| Hays | Williams |
| | Yuzyk—(21) |

(Quorum 5)

COMITÉ SPÉCIAL DU SÉNAT SUR
LE PIPE-LINE DU NORD

Président: L'honorable Earl A. Hastings
Vice-président: L'honorable Paul Lucier

Les honorables sénateurs:

| | |
|----------|------------|
| Adams | Langlois |
| Austin | Lucier |
| Balfour | Molgat |
| Bielish | Nurgitz |
| Cottreau | Perrault |
| Doody | Riley |
| Frith | Rowe |
| Guay | Sherwood |
| Hastings | Tremblay |
| Hays | Williams |
| | Yuzyk—(21) |

(Quorum 5)

ORDER OF REFERENCE

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate, Thursday, July 10, 1980:

"The Honourable Senator Frith moved, seconded by the Honourable Senator Petten:

That a special committee of the Senate be appointed

(1) to inquire into any matter relating to the planning and construction of the pipeline for the transmission of natural gas from Alaska and Northern Canada described in *An Act to establish the Northern Pipeline Agency, to facilitate the planning and construction of a pipeline for the transmission of natural gas from Alaska and Northern Canada and to give effect to an Agreement between Canada and the United States of America on principles applicable to such a pipeline and to amend certain Acts in relation thereto*, Chapter 20, Statutes of Canada 1977-78,

(2) to consider, in particular, all reports, orders, agreements, regulations, directions, recommendations and approvals referred to in the said Act; and

(3) to report to the Senate thereon at least once in each session of Parliament during the period of the planning and construction of the pipeline;

That the papers and evidence received and taken on the subject in the three preceding sessions be referred to the Committee;

That the Committee be authorized to examine and report upon the enhanced recovery technology of petroleum and natural gas and matters related thereto;

That, if there is a motion to that effect, bills, messages, petitions, inquiries papers and other matters relating to petroleum and natural gas generally, including

- (i) petroleum natural gas transmission,
- (ii) petroleum and natural gas administration, and
- (iii) the exploration, production and conservation of petroleum and natural gas,

shall be referred to the Committee; and

That the Committee have power to send for persons, papers and records, to examine witnesses, to print such papers and evidence from day to day as may be ordered by the Committee and to adjourn from place to place in Canada.

After debate, and—

The question being put on the motion, it was—
Resolved in the affirmative."

ORDRE DE RENVOI

Extrait des Procès-verbaux du Sénat, le jeudi 10 juillet 1980:

«L'honorable sénateur Frith propose, appuyé par l'honorable sénateur Petten.

Qu'un comité spécial du Sénat soit constitué

(1) pour enquêter sur toute question relative à la planification et à la construction d'un pipe-line servant au transport du gaz naturel de l'Alaska et du Nord canadien, décrit dans la *Loi créant l'Administration du pipe-line du Nord* visant à faciliter la planification et la construction d'un pipe-line servant au transport du gaz naturel de l'Alaska et du Nord canadien, donnant effet à l'Accord entre le Canada et les États-Unis d'Amérique sur les principes applicables à ce pipe-line et modifiant certaines lois en conséquence, chapitre 20, Statuts du Canada, 1977-78;

(2) pour étudier, en particulier, tous les rapports, décrets, accords, règlements, instructions, recommandations et autorisations se rapportant à ladite loi; et

(3) pour en faire rapport au Sénat au moins une fois pendant chaque session au cours de la période de planification de construction du pipe-line;

Que les témoignages entendus et les documents recueillis à ce sujet au cours des trois sessions précédentes soient déferés au comité;

Que le comité soit autorisé à étudier les techniques améliorées de récupération du pétrole et du gaz naturel et les sujets connexes et à faire rapport à ce sujet;

Que lui soient déferés, s'il y a une motion à cet effet, les projets de loi, messages, pétitions, demandes de renseignements, documents et autres questions concernant le pétrole et le gaz naturel en général, notamment

- i) la transmission du pétrole et du gaz naturel;
- ii) l'administration du pétrole et du gaz naturel; et
- iii) l'exploration, la production et la conservation du pétrole et du gaz naturel; et

Que le comité soit autorisé à convoquer des personnes, à exiger la production de documents et de dossiers, à interroger des témoins et à faire imprimer au jour le jour les documents et les témoignages que le comité pourra requérir, et à se réunir à divers endroits au Canada.

Après débat,

La motion, mise aux voix, est adoptée.»

Le greffier du Sénat

Robert Fortier

Clerk of the Senate

MINUTES OF PROCEEDINGS

TUESDAY, DECEMBER 2, 1980

(9)

[Text]

The Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline met this day at 4:30 p.m., the Chairman, the Honourable Earl A. Hastings, presiding.

Present: The Honourable Senators Adams, Bielish, Côtteau, Guay, Hastings, Riley and Yuzyk. (7)

In attendance: Daniel Amireault, Administrative Assistant to the Committee. From the Research Branch, Library of Parliament: Sonya Dakers.

Witnesses:

Mr. Thomas E. Randall, Chairman, Enhanced Recovery Committee, Canadian Petroleum Association, Calgary, Alta.;

Mr. James D. Griffith Vice-Chairman Enhanced Recovery Committee Canadian Petroleum Association Calgary, Alta.

The Committee, in compliance with its Order of Reference dated July 10, 1980, continued its study of Enhanced Recovery of Oil and natural Gas.

The Chairman introduced the witnesses.

Mr. Griffith made a statement and, with Mr. Randall was submitted to a short question period.

Mr. Griffith resumed his statement accompanied by a slide presentation.

An audio-videotape presentation then followed.

The witnesses answered further questions put to them by Members of the Committee.

At 6:25 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

ATTEST:

PROCÈS-VERBAL

LE MARDI 2 DÉCEMBRE 1980

(9)

[Traduction]

Le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord se réunit aujourd'hui à 16 h 30, sous la présidence de l'honorable Earl A. Hastings (président).

Présents: Les honorables sénateurs Adams, Bielish, Côtteau, Guay, Hastings, Riley et Yuzyk. (7)

Aussi présent: Daniel Amireault, adjoint administratif auprès du Comité. Du Service de la recherche de la Bibliothèque du Parlement, Sonya Dakers.

Témoins:

M. Thomas E. Randall, président Comité de la récupération améliorée, Association canadienne du pétrole, Calgary (Alberta);

M. James D. Griffith, vice-président, Comité de la récupération améliorée, Association canadienne du pétrole, Calgary (Alberta).

Le Comité, conformément à son ordre de renvoi du 10 juillet 1980, poursuit son étude de la Récupération améliorée du pétrole et du gaz naturel.

Le président présente les témoins.

M. Griffith fait une déclaration et M. Randall est soumis à une courte période de question.

M. Griffith résume sa déclaration qu'il accompagne d'une projection de diapositives.

Suit la projection d'un document vidéo.

Les témoins répondent à d'autres questions qui leur sont posées par les membres du Comité.

A 18 h 25, la séance est levée jusqu'à nouvelle convocation du président.

ATTESTÉ:

Le greffier du Comité

Aline Pritchard

Clerk of the Committee

EVIDENCE

Ottawa, Tuesday, December 2, 1980

[Text]

The Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline met this day at 4.30 p.m. to give consideration to its Order of Reference (Enhanced Recovery).

Senator Earl A. Hastings (Chairman) in the Chair.

The Chairman: Our guests today are from the Canadian Petroleum Association, and they are the executive members of the Enhanced Recovery Committee of that association. Mr. Thomas E. Randall, the chairman, is on my far right. Mr. Randall was born in Edmonton, and is a graduate of the Colorado School of Mines, Golden, Colorado. He holds degrees qualifying him as a petroleum refinery engineer, and a Master of Science degree in chemical engineering. He has had over 20 years' experience in the petroleum industry with the Gulf organization. He is presently Co-ordinator of Technology, Enhanced Recovery Unit, with the Development Division of Gulf Canada Resources. As I said, he is Chairman of the Enhanced Recovery Committee of the Canadian Petroleum Association.

On my immediate right is Mr. Griffith. He was born in Kansas and is a graduate of the Kansas State University, Pennsylvania State and the University of Tulsa, with a B.A. and an M.A. in engineering science. He also has over 20 years of industry experience, ten years with Amoco Research, Tulsa, Oklahoma, and twelve years with Amoco Canada. He is presently supervisor of special projects, which are concerned mainly with the enhanced recovery of oil. He is Vice-Chairman of the Enhanced Recovery Committee of the Canadian Petroleum Association.

Gentlemen, I am in your hands. How would you like to proceed? Shall we wait until you are ready with your slide presentation, or should we proceed to questions?

Mr. James D. Griffith, Vice-Chairman, Enhanced Recovery Committee, Canadian Petroleum Association: If you wish to ask some questions, Mr. Chairman, I would prefer to deal with them before going to the slide presentation.

The Chairman: You have before you, honourable senators, the submission of the Canadian Petroleum Association to the National Energy Board. You have the extracts covering their comments on enhanced recovery of oil. One of the conclusions, gentlemen, that your association made in that submission was that the timely commencement of tertiary recovery projects is critical. Could you explain to us what you mean by "critical"?

Mr. Thomas E. Randall, Chairman, Enhanced Recovery Committee, Canadian Petroleum Association: One of the problems in tertiary recovery is that, particularly with a light medium gravity pools, when the pool under its current drive has run down to the point where the wells are going to be abandoned, and the wells are abandoned, it is then very

TÉMOIGNAGES

Ottawa, le mardi 2 décembre 1980

[Traduction]

Le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord se réunit aujourd'hui à 16 h 30 afin d'étudier son ordre de renvoi (récupération améliorée).

Le sénateur Earl A. Hastings (président) occupe le fauteuil.

Le président: Aujourd'hui, nos témoins proviennent de l'Association canadienne du pétrole; il s'agit des membres du Comité sur la récupération assistée de l'Association. A mon extrême droite, vous avez M. Thomas E. Randall, président. Né à Edmonton, M. Randall a reçu son diplôme du Colorado School of Mines de Golden au Colorado. En plus de détenir un diplôme en génie du raffinage du pétrole, il a obtenu une maîtrise en génie chimique. Il a plus de 20 ans d'expérience dans le domaine du pétrole, années qu'il a passées au service de la société Gulf. Actuellement, il occupe le poste de coordonnateur de la technologie au sein de l'unité de récupération assistée de la Division du développement pour le compte de Gulf Canada Ressources. Comme je l'ai dit, il est le président du Comité sur la récupération assistée de l'Association canadienne du pétrole.

A ma droite se trouve M. Griffith. Né au Kansas, il est diplômé de l'université d'État du Kansas, de l'université d'État de la Pennsylvanie et de l'université de Tulsa où il a obtenu un baccalauréat et une maîtrise en génie. Il a travaillé pendant 20 ans pour le compte d'Amoco Research à Tulsa en Oklahoma et pendant 12 ans pour le compte d'Amoco Canada. Il occupe actuellement le poste de surveillant des projets spéciaux portant principalement sur la récupération assistée du pétrole. Il est le vice-président du Comité sur la récupération assistée au sein de l'Association canadienne du pétrole.

Honorable sénateurs, je vous laisse décider. Comment voudriez-vous que la séance se déroule? Devrions-nous attendre que l'on puisse procéder à la présentation de diapositives ou devrions-nous poser des questions aux témoins?

M. James D. Griffith, vice-président, Comité sur la récupération améliorée, Association Canadienne du pétrole: Si vous souhaitez poser des questions, monsieur le président, je préférerais y répondre avant de passer à la présentation de diapositives.

Le président: Honorables sénateurs, vous possédez le mémoire présenté par l'Association canadienne du pétrole à l'Office national de l'énergie. Vous disposez également des extraits portant sur les commentaires de l'Association sur la récupération assistée du pétrole. Messieurs les témoins, une des conclusions comprises dans le mémoire présenté par votre Association était qu'il est crucial de débiter au bon moment les projets tertiaires de récupération. Pourriez-vous nous expliquer ce que vous voulez dire par le terme «crucial»?

M. Thomas E. Randall, président, Comité sur la récupération assistée, Association canadienne du pétrole: Voici un des problèmes que pose la récupération tertiaire: particulièrement dans le cas de gisements à faible et à moyenne pression motrice, il est très difficile de forer de nouveau les puits pour les procédés de récupération tertiaire du pétrole, lorsque les

[Text]

difficult to go back in and re-drill the wells to get any additional tertiary recovery out of the pool, so the implementation of tertiary recovery techniques before the pool is run down is important.

The Chairman: In that submission you indicated to the National Energy Board that you had come to the conclusion that there was a reserve of about 4.5 billion barrels. We have had evidence from another witness that it is 4.1 billion barrels. It seems everyone is agreed as to the amount of oil or the target for enhanced recovery. Would you now apply that timely or critical time element with respect to its effect on the recovery of those four billion barrels?

Mr. Randall: It is very difficult to put a direct time-frame around that. However, by and large if tertiary recovery processes are not initiated in the major reserve areas in the light oil and some of the medium gravity pools within about the next ten years it will be very difficult to achieve that target.

The Chairman: That is the answer I am asking for. You say they have to be initiated within ten years, which means that decisions are critical in the next five or seven years?

Mr. Randall: That is very close, yes.

The Chairman: If I could go on, you also said:

The high cost and risk associated with developing all new sources of supply require higher prices and favourable royalty and tax regimes if their full potential is to be realized.

What is the risk associated with enhanced recovery, and compare it if you would with bituminous sands recovery?

Mr. Randall: In bituminous sands recovery, particularly bituminous sands that outcrop on the surface, there is very little risk in getting to the oil so that it can be processed. In a light medium gravity pool or in an in situ heavy oil project of the conventional type which utilizes wells, the primary problem with the technology and its application is the by-passing of the oil that is in the formation. If a substantial amount of oil is by-passed then the scheme will fail, and this is a large technological risk component that needs to be offset with some reasonable level of expectation.

Senator Guay: I would like you to qualify one word in the answer you have given us. If I might, I would ask you to qualify the word "risk". I would like you to define this word "risk". What kind, what type, of a risk are you making reference to?

Mr. Randall: The risk of being unable to contact the crude oil in the ground with whatever reagent is put in to recover it from the rock, and the slide set that we are going to show you here in a few minutes will speak directly to that technological risk.

[Traduction]

puits sont sur le point d'être abandonnés et lorsqu'ils le sont. Par conséquent, il importe d'appliquer ces techniques de récupération tertiaire avant que le gisement ne soit épuisé.

Le président: Dans ce mémoire, vous avez fait savoir à l'Office national de l'énergie que vous en étiez arrivés à la conclusion qu'il y avait des réserves d'environ 4.5 milliards de barils. Un autre témoin nous a affirmé qu'il s'agissait de 4.1 milliards de barils. Tous sont d'accord, semble-t-il, quand à la quantité de pétrole ou à l'objectif visé en ce qui a trait à la récupération assistée. Employeriez-vous encore les termes «au bon moment» ou «crucial» lorsqu'il s'agit des répercussions sur la récupération de ces quatre milliards de barils?

M. Randall: Il est très difficile de prévoir un échéancier à cet égard. Grosso modo, si les méthodes de récupération tertiaire ne sont pas appliquées au cours des dix prochaines années approximativement dans les zones où se trouvent des gisements importants de pétrole léger et certains gisements à moyenne pression motrice, il sera très difficile d'atteindre cet objectif.

Le président: C'est la réponse que je voulais obtenir. Vous dites que ces techniques doivent être appliquées au cours des dix prochaines années, ce qui signifie que les décisions seront cruciales au cours des cinq prochaines années, n'est-ce pas?

M. Randall: Oui, votre approximation est passablement juste.

Le président: Permettez-moi de continuer. Vous avez également dit:

Les coûts élevés et le risque inhérent à l'exploitation de toutes les nouvelles sources d'approvisionnement exigent que les prix soient augmentés et que des régimes favorables en matière de redevance et de fiscalité soient imposés si l'on veut rentabiliser ces projets.

D'après vous, quel est le risque inhérent à la récupération assistée et comparez-le, je vous prie, à la récupération des sables bitumineux?

M. Randall: Concernant la récupération des sables bitumineux, particulièrement ceux qui affleurent, l'extraction du pétrole à des fins de traitement comporte très peu de risques. Pour un gisement à faible ou à moyenne pression motrice, ou pour les projets d'extraction de pétrole lourd in situ utilisant les puits habituels, le problème essentiel relativement aux techniques et à leur application est le suivant: la dérivation du pétrole qui est en formation. Si une quantité importante de pétrole est dérivée, le projet échouera: il s'agit d'un risque technologique grave auquel il faut présenter des solutions qui, dans une certaine mesure, sont susceptibles de se révéler satisfaisantes.

Le sénateur Guay: J'aimerais que vous précisiez un terme dans la réponse que vous venez de nous offrir. Pourriez-vous, s'il vous plaît, préciser le terme «risque». A quel genre de risque faites-vous allusion?

M. Randall: Il s'agit du risque suivant: soit d'être incapable d'atteindre le pétrole brut dans le gisement, quelque soit le réactif employé pour l'extraire de la roche-réservoir; d'ailleurs, les diapositives, qui vous seront présentées dans quelques minutes, vous expliqueront clairement ce risque technique.

[Text]

Senator Guay: What type of a system of recovery would you be using having regard to the risk you have in mind at the moment? I know there are several systems, but I am asking for the one you have in mind?

Mr. Randall: Not any particular one, but rather the engineering design that would give the best system for a particular reservoir; but in every case the technological risk is still there.

Senator Guay: What you are saying is that it does not matter whether we are taking number one or number four, they all involve a great risk?

Mr. Randall: That is right; they all have technological risks at various levels.

The Chairman: Is that risk greater or less than that with conventional exploration?

Mr. Randall: Substantially greater, because under conventional technology things are really quite well defined now. Back in the nineteen-thirties a lot of our technology was in about the same state that the enhanced recovery technology is now, but with water flood and the application of time it has gone to substantially less risk.

Senator Guay: We heard from various witnesses—Dr. Prince and also the expert from the Royal Bank of Canada, whose evidence I am sure you are aware of—about various ways in which we could recover more of the oil. I am thinking now of the Royal Bank of Canada, which, I would suggest, is taking the risk of financial aid, if I may put it that way. Certainly the people there would not be sticking their necks out too far if there was that great a risk that you are giving us to understand there is at the moment. I would like you to define that risk in more than the words you have used thus far, because there is a lot of money involved. If anybody is going to take a risk it is the fellows who are paying the shot, and if they are paying the shot they are not taking that great a risk. I am convinced of that.

It is for that reason I am asking you about the word "risk" because everybody we have heard so far has spoken of the different ways they can recover oil and the risk was not that great—at least, that is the way I understood it. There are books on it, there is a lot of literature we were given, and here you present us with a different concept entirely, so I do not want to go the wrong road from now on in.

Mr. Randall: Yes, there is always the possibility—

Senator Guay: I know there is always a risk. There is a risk in driving your car home, that I know, but I am not talking now about that kind of a risk. I am talking about both financial and recovery risks.

Mr. Randall: There is always the possibility that the pool will not respond to what you do with it, so that you get very little additional recovery. From an economic viewpoint, if, on going in, you perceive that the upside potential for economic

[Traduction]

Le sénateur Guay: Quelle méthode de récupération utilisez-vous par rapport au risque dont vous tenez compte pour l'instant? Je sais qu'il existe plusieurs méthodes, mais je voudrais savoir à laquelle vous songez?

M. Randall: A aucune en particulier. Cependant nous cherchons le projet technique qui présenterait la meilleure méthode pour une roche-réservoir particulière; le risque technique est toujours présent néanmoins dans chaque cas.

Le sénateur Guay: En fait, vous dites qu'il n'est pas important de choisir la méthode n° 1 ou n° 4, car elles comportent toutes un risque élevé, n'est-ce pas?

M. Randall: C'est exact, elles comportent toutes des risques techniques à différents niveaux.

Le président: Ce risque est-il plus élevé ou moins élevé que celui des méthodes de prospection conventionnelles?

M. Randall: Les risques sont beaucoup plus élevés, car les techniques conventionnelles sont en fait passablement précises à l'heure actuelle. On peut établir un parallèle entre bon nombre de techniques des années 30 et les techniques de récupération assistée d'aujourd'hui; cependant, les risques sont beaucoup moins nombreux grâce à l'injection d'eau et aux progrès réalisés.

Le sénateur Guay: Différents témoins, dont M. Prince et également le spécialiste de la Banque Royale du Canada, nous ont parlé de différentes méthodes permettant de récupérer davantage de pétrole, et je suis sûr que vous êtes au courant de ces témoignages. Je songe actuellement à la Banque Royale du Canada qui court le risque financier, si je peux m'exprimer ainsi. Elle ne prendrait sûrement pas ce genre d'initiative si ce risque tellement élevé, dont vous nous entreprenez, existait. J'aimerais que vous définissiez davantage le terme «risque», car de fortes sommes sont engagées. Ceux qui courront le risque seront ceux qui financeront le projet. S'ils le financent, je suis convaincu qu'ils ne courent pas un risque aussi grand.

C'est pour cette raison que je vous demande de préciser le terme «risque», car tous les témoins que nous avons entendus jusqu'à présent nous ont parlé de différentes façons de récupérer le pétrole et nous ont fait remarquer que le risque n'était pas aussi élevé... du moins, c'est ce que j'ai cru comprendre. Des livres ont été écrits sur ce sujet et une abondante documentation nous a été fournie et voilà que vous nous présentez les choses sous un angle tout à fait différent; c'est pourquoi, je ne veux pas faire fausse route à partir de maintenant.

M. Randall: Oui, il y a toujours la possibilité...

Le sénateur Guay: Je sais qu'il y a toujours un risque comme lorsque vous revenez à la maison en automobile; je le sais, mais ce n'est pas le risque dont je parle actuellement. Il s'agit plutôt des risques financiers et des risques en matière de récupération.

M. Randall: Il y a toujours la possibilité que les méthodes employées sur le gisement ne donnent pas de résultats et que la quantité récupérée soit par conséquent très peu élevée. Les méthodes de récupération assistée constituent une solution

[Text]

gain is substantial, and it is possible that the downside risk from an economic viewpoint is not particularly severe, then from an economic viewpoint the application of enhanced recovery schemes is reasonable. That answers directly your question as to why people like the Royal Bank are prepared to give loans for enhanced recovery projects, but they evaluate them from the viewpoint of the technological risk and from the viewpoint of the economic risk.

Senator Guay: And they are the experts; they have the expertise to do that evaluation?

Mr. Randall: Yes.

Senator Guay: That is exactly my point. The expert we heard last week left me with the impression that there was a financial risk, which is what the bank takes when it is financing anyone, but the possibility of recovery was great. I came in late, and I am interested in the last aspect of your reply to the Chairman. You left me with the impression that the risk is fantastic, or possibly to their great disadvantage, if I may put it that way. Perhaps you can put a percentage on that risk?

Mr. Randall: Yes, and that is the way that evaluations are done. You look at the technological factors, and you say that there is going to be a specific percentage chance of failure and a specific percentage chance of success, and you evaluate the economics on that basis. You evaluate failure, and then you apply the failure percentage to that.

Senator Guay: Could you give us the approximate percentage of risk taken in the case of which you are speaking?

Mr. Randall: It varies from pool to pool. Some pools have better quality than other pools, and for a good quality pool, and, in particular, for a large pool, there is not as much technological risk as there is, for example, in the case of a smaller and lower quality pool.

Senator Guay: I would like to hear a witness like you having a dialogue with witnesses we have had in front of us before, to see how they would make out. I would love to hear that.

The Chairman: Have you anything to suggest as to how we are going to proceed from this point on.

Mr. Griffith: Do you wish me to speak? I guess we are not going to have our slides.

The Chairman: We are not going to be able to have the slides?

Mr. Randall: Do you want to show the videotape?

Mr. Griffith: Yes, we can show that.

Mr. Randall: At the appropriate time.

The Chairman: We are going to have now an opening statement by Mr. Griffith, and then we will go to the videotape and then back to Mr. Griffith.

[Traduction]

raisonnable sur le plan économique. Si vous prévoyez au début du projet qu'il existe une forte possibilité d'obtenir des bénéfices économiques et que le risque économique n'est peut-être pas particulièrement élevé. Je réponds ainsi directement à votre question qui demandait pourquoi des organismes comme la Banque Royale étaient prêts à accorder des prêts dans le cadre de projets de récupération assistée; ils évaluent les risques et techniques et économiques.

Le sénateur Guay: Et il s'agit de spécialistes; possèdent-ils les connaissances nécessaires pour faire cette estimation?

M. Randall: Oui.

Le sénateur Guay: C'est exactement là où je veux en venir. Les spécialistes qui ont comparu la semaine dernière m'ont donné l'impression que la banque courait un risque en finançant un projet mais que les possibilités étaient très grandes en matière de récupération. Je suis arrivé en retard; c'est pourquoi le dernier aspect de votre réponse au président m'intéresse. Vous m'avez donné l'impression que le risque est énorme ou qu'ils sont éventuellement très désavantagés, si je peux m'exprimer ainsi. Pourriez-vous donner un pourcentage à ce risque?

M. Randall: Oui, voilà la façon dont les estimations sont établies. Vous envisagez les facteurs techniques et vous supposez qu'il y aura un pourcentage d'échecs possible et un pourcentage de succès possible pour ensuite établir l'estimation économique. Vous évaluez les possibilités d'échec et vous lui donnez un pourcentage.

Le sénateur Guay: Pour le cas dont vous parlez, pourriez-vous nous donner un pourcentage approximatif en ce qui a trait au risque couru?

M. Randall: Le tout varie selon les gisements. Certains gisements sont de meilleure qualité que d'autres; pour un gisement de qualité supérieure et particulièrement important, les risques techniques ne sont pas aussi élevés que pour un gisement moins important et de qualité inférieure.

Le sénateur Guay: J'aimerais qu'un témoin tel que vous discute avec les témoins qui ont comparu devant ce comité pour savoir quel en serait le résultat. J'aimerais être témoin de ces échanges.

Le président: Comment voulez-vous que la séance se déroule à partir de maintenant?

Mr. Griffith: Voulez-vous que je réponde? Je pense que nous ne pourrions pas présenter nos diapositives.

Le président: Nous ne pourrions pas voir les diapositives?

M. Randall: Voulez-vous présenter le ruban magnétoscopique?

M. Griffith: Oui, nous le pouvons.

M. Randall: Au moment opportun.

Le président: M. Griffith fera lecture de sa déclaration préliminaire, par la suite nous présenterons le ruban magnétoscopique pour ensuite revenir à M. Griffith.

[Text]

Mr. Griffith: Thank you. If I may ad lib a bit, I had hoped to have some slides here to help us at this point.

Senator Côtteau: Who owns the machine?

The Chairman: We do.

Mr. Griffith: The first point I want to make is that we are appearing on behalf of the CPA, and most of the material that I will be quoting is from a submission prepared by the CPA for the National Energy Board. It was submitted in September, and we will make copies available.

The Chairman: We have that.

Mr. Griffith: Then there is one other point I want to clear up, and that is there has been a little confusion, in our experience, in exactly what we are talking about.

We are non ready to show you these slides. The first one shows the distribution of the different types of oil. The light oil is shown with the yellow spots, and you see that runs in a band from northeast British Columbia down to southern Saskatchewan, and a little in Manitoba. Then there is the heavy oil which is the reddish part which is a band on the Saskatchewan-Alberta border. The point I want to make clear is that yet another topic is the tar sands oil. That is these great areas encircled with the dashed orange lines.

The heavy oil as defined by the CPA and, I believe, by the Alberta Conservation Board, is limited and much less than the big number here shown for the tar sands. That is the point I want to make clear. The working definition, I think, is that if a well were drilled in these heavy oil areas—and I am speaking now of Lloydminster and places like that—it would make some oil, whereas if it was in the tar sands they would make no oil. That is kind of a working definition. The tar sands is a bit heavier than heavy oil.

This is data taken from the CPA submission. It is re-plotted a bit, and I guess dramatized a bit, to show the role of EOR. The base line there is the production from the existing crude oil fields, and the condensation from those fields, and also from the existing tar sands production. Then on top of that we have indicated that EOR oil, as identified by the CPA report, and then on above that, of course, the tar sands and the frontier oils.

This is the reverse order from that in the CPA submission, but, as I say, since we are speaking to EOR oil today, it is plotted in this manner. Within that EOR envelope there I would point out there are two cases. There is the low EOR case, and this is one that has had some economic judgment passed upon it, namely, that it could be within economic reach today. The high case is one that was judged to be recoverable with today's technology if economic constraints were removed.

[Traduction]

M. Griffith: Je vous remercie. Permettez-moi de poursuivre à bâtons rompus encore un peu; j'espérais vous présenter, à ce moment précis, certaines diapositives pour étayer nos propos.

Le sénateur Côtteau: A qui appartient le projecteur?

Le président: Au comité.

M. Griffith: Je voudrais premièrement souligner que nous comparaissons pour le compte de l'ACP et la plupart des extraits que je citerai proviennent d'un mémoire présenté par l'Association à l'Office national de l'énergie. Ce mémoire a été présenté en septembre et des exemplaires seront distribués.

Le président: Nous en avons.

M. Griffith: Deuxièmement, j'aimerais préciser que les sujets dont nous traitons entraînent un peu de confusion.

Nous sommes maintenant prêts à vous présenter ces diapositives. La première explique la répartition des différents types de pétrole. Les points jaunes signifient le pétrole léger; vous pouvez constater que ces points forment une bande qui part du nord-est de la Colombie-Britannique jusqu'au sud de la Saskatchewan et au Manitoba quelque peu. Les points rouges constituent le pétrole lourd; ces points forment une bande le long de la frontière entre la Saskatchewan et l'Alberta. Je veux insister sur le fait qu'il y a également le pétrole des sables bitumineux. Ce sont les grandes zones comprises à l'intérieur des cercles oranges.

Selon l'ACP et, je crois, l'Alberta Conservation Board, les réserves de pétrole lourd sont restreintes et sont beaucoup moins importantes que les chiffres élevés dont on fait mention pour les sables bitumineux. Je veux bien insister sur ce point. Je crois comprendre que, selon la définition, si un puits était foré dans ces zones contenant du pétrole lourd, et je veux parler de Lloydminster et d'endroits analogues, on obtiendrait du pétrole tandis que si des puits étaient forés dans des sables bitumineux, on n'obtiendrait pas de pétrole. Voilà le genre de définition. Les sables bitumineux sont légèrement plus denses que le pétrole lourd.

Ces données sont tirées du mémoire de l'ACP. Le tout est reformulé et dramatisé légèrement afin de démontrer le rôle de la récupération assistée. Au bas, c'est la production des gisements de pétrole brut actuels ainsi que la production obtenue grâce à la condensation de ces gisements et également la production des sables bitumineux. Au-dessus, nous avons indiqué le pétrole obtenu grâce aux techniques de récupération assistée, comme le décrit le mémoire de l'ACP et, en haut, nous avons bien sûr inscrit les données pour les sables bitumineux et pour le pétrole des zones éloignées.

Le mémoire de l'ACP procède en ordre inverse mais, comme je l'ai dit, le tout a été formulé de cette façon puisque nous parlons aujourd'hui du pétrole obtenu grâce à la récupération assistée. Concernant les gisements où est appliquée cette récupération assistée, je ferais remarquer qu'il y en a deux genres: le premier, c'est-à-dire le gisement qui a fait l'objet d'une estimation économique et qui peut se révéler rentable aujourd'hui; le second, soit le gisement qui, d'après les estimations techniques, peut faire l'objet de récupération selon les méthodes modernes si les barrières économiques sont enlevées.

[Text]

The Chairman: What are those constraints?

Mr. Griffith: With today's price, tax, royalty schedule and a judgment of what would come about, it would be the low curve, undefined you know, but if they were favourable so that we could get every barrel of oil that was available with today's technology, we would get the high curve. We did not attempt to specify what that economic scenario would be.

There is one other caveat I should place on this point, and that is that it was from the September, which in industry terms is BB before the budget. Since that time these numbers have been reworked, and indications are they will be changed perhaps with some significant downward indications. But this point serves to show what we are after: first, that the existing production base is in a decline; and, secondly, that EOR has a potential to make a significant contribution to this crude oil supply. A third point here is that the amount of that EOR oil—let me say that “EOR” and “tertiary” are used interchangeably, and I hope that does not confuse anyone—is going to be sensitive to economics. There can be none, or a little bit, or a more significant amount. This is not going to cure Canada's supply problems, so let us not wave our arms here too much. However, it could make a significant contribution.

We would like to think in terms of what we could do to push that high line higher—the high EOR case. There is a great deal of research being done. You will notice I described that as today's technology, and there is a great deal of good research being done. We like to think in terms of what it is going to take to raise that top line. In fact, what we find we are talking about more and the realities of what it will take to even realize the lower line.

With that background I want to talk a little in technical terms about these oil recovery methods. The conventional ones, of course, are primary and water-flood. These are the machines that produce most of the oil in the world today. We are coming into a more significant role for the enhanced recovery program, and there are three types there which we have identified under “miscible” and “thermal”.

“Miscible” applies chiefly to the light oils, and that is either hydrocarbon or carbon dioxide. “Thermal” is applied mostly to the heavy oil, and that is combustion and steam. Under “chemical” there are these surfactants and caustics which we think may apply to a more limited number of the pools. I suspect you have heard expert witnesses describe these in the past.

In our judgment—and I am speaking of the CPA committee the first two, the miscible method and the thermal method, are really going to carry the load, they are going to be the

[Traduction]

Le président: Quelles sont ces barrières?

M. Griffith: Selon les prix d'aujourd'hui, les régimes de taxe, d'impôt et de redevances actuels, et selon une extrapolation, les perspectives seraient faibles, mais si ces facteurs étaient favorables et nous permettaient d'extraire chaque baril de pétrole disponible selon les méthodes techniques actuelles, les perspectives seraient supérieures. Nous n'avons pas tenté de décrire quel serait le scénario économique.

Il y a une autre barrière qu'il me faut souligner: les estimations ont été faites en septembre, ce qui signifie avant le budget (AB) dans le jargon de cette industrie. Depuis lors, ces données ont été modifiées et certains signes indiquent une tendance éventuelle à la baisse passablement importante. Cette considération nous permet de montrer là où nous voulons en venir: en premier lieu la production actuelle décline; deuxièmement, le pétrole extrait grâce à des procédés de récupération assistée peut éventuellement faire augmenter considérablement les réserves de pétrole brut; troisièmement, la quantité de pétrole obtenue grâce à ces procédés sera fonction de facteurs économiques: permettez-moi de vous dire que les termes «procédés de récupération assistée» et «procédés tertiaires» sont utilisés comme synonymes. J'espère que tous comprennent. Ces solutions ne régleront pas les problèmes du Canada en matière d'approvisionnement, il ne faut donc pas trop se réjouir; cependant, le pétrole ainsi obtenu pourrait constituer un appoint important.

Nous aimerions envisager ce que nous pourrions faire pour améliorer les possibilités des gisements dans le cadre des projets qui font face à des barrières économiques. Des recherches abondantes sont effectuées à cet égard. Vous remarquerez que j'ai employé les termes «méthodes modernes»; de nombreuses recherches pertinentes sont effectuées. Nous pensons en fonction de ce qu'il faudrait faire pour améliorer ces possibilités. En fait, nous nous rendons compte que nous parlons davantage des conditions qu'il faudra satisfaire pour exploiter les gisements rentables.

Dans ce contexte, je veux décrire avec des termes quelque peu techniques les méthodes de récupération du pétrole. Les méthodes conventionnelles sont bien sûr les méthodes primaires et la méthode par pression de l'eau. Ce sont les machines qui produisent la plus grande quantité de pétrole dans le monde aujourd'hui. Nous accorderons un rôle plus important au programme de récupération assistée et il y a trois genres de méthodes que nous avons ainsi catégorisés: «miscibles», «thermiques» et «chimiques». Les méthodes par injections de composés miscibles sont appliquées uniquement dans le cas du pétrole léger et il s'agit soit d'hydrocarbures ou de gaz carboniques.

Les méthodes thermiques s'emploient dans la majorité des cas pour le pétrole lourd et il s'agit de combustion ou de drainage à la vapeur d'eau. Les méthodes «chimiques» utilisent des tensio-actifs et de la soude caustique; ces dernières méthodes peuvent s'appliquer à un nombre plus restreint de gisements. Je suppose que certains témoins vous ont décrit ces méthodes par le passé.

D'après nous, et je parle au nom du comité de l'ACP, les deux premiers genres de méthodes, seront les plus employés soit les méthodes miscibles et thermiques. Les méthodes chimi-

[Text]

significant ones. The chemical ones are more costly, more complex and less generally applicable. Therefore we are speaking mostly in terms of the miscible processes and the thermal processes, so I want now to describe how a miscible flood works.

This slide is just a little schematic to give us a framework within which to talk about miscible flooding. It shows the essential parts of it—our injection well, our producing well into the reservoir, and the dark portion at the bottom is the oil, which is being displaced by a solvent bank, in this case it would be a hydrocarbon solvent, and this in turn is displaced by injected gas. In almost every situation there would be water injected with this as well, and we have the analogy, which has been suggested many times, that it is like dry-cleaning your coat—you get a solvent in there that will push all that oil out ahead of it.

Now I want, figuratively, to go down into the reservoir to show what happens. Here are a couple of slides to give you an idea of what the reservoir rock looks like. These are photographs of some reservoir rocks or outcrops, just to give you some idea of what we are talking about.

The next one is a photograph of an actual core taken from an oil reservoir, and let me make it clear that the oil we are talking about is more in the tiny pore spaces where the pencil point is; not in the giant hole you see down there to the right. There are not too many of those in the real world. So we are operating in very tight interstices, in tiny pores here, which are really quite small. You see, this is the origin of our problem of how to force the oil out.

I have a schematic drawing now of a pore space to give you some idea of what happens in there. This is a schematic drawing inside that last core as it is discovered. The green colouring is the oil, and you see there is always a little water around the edges of most of the pores, and you see many cracks and corners and small areas. The remainder of the core is bits of rocks, minerals and so forth. This is a schematic representation of how the reservoir is when we drill into it.

If you waterflood it—this is the so-called secondary recovery—the waterflood pushes the oil out of most of the big pores, but a significant amount remains behind. That water physically cannot displace that oil; it is held there by capillary forces which the water just cannot overcome. Again the water does not mix with oil.

We put in a miscible flood, which is the next one. The yellow here depicts the solvent. The solvent then is miscible with the oil and will displace that little bit that is left. The waterflood gets the biggest portion; the solvent flood gets most of what is left if it operates successfully.

We have a situation here where there is a little green oil left in some of the tiny inaccessible spots. We have put in water and solvent so there is a little solvent left where the oil was before. The final step, if you hark back to the original schematic, is that we put in the scavenging gas. This serves to

[Traduction]

ques sont plus coûteuses, plus compliquées et plus difficiles d'application en règle générale. Nous parlons donc, dans la plupart des cas, des procédés miscibles et des procédés thermiques; par conséquent j'aimerais vous décrire de quelle façon agit un composé miscible.

Cette diapositive est quelque peu schématique et nous donne une idée d'ensemble pour aborder les méthodes par injection de composés miscibles. Elle montre les parties essentielles de cette méthode: notre puits d'injection, notre puits d'extraction dans la roche-réservoir et, la partie foncée au bas de la diapositive, c'est le pétrole, qui est entraîné par un solvant; il s'agirait d'un solvant d'hydrocarbure qui est à son tour entraîné par un gaz injecté. Dans pratiquement toutes les situations, on injecterait également de l'eau, ce qui ressemble, comme on l'a signalé à maintes occasions au procédé employé pour le nettoyage à sec de votre veston... vous injectez un solvant qui entraînera le pétrole de la roche-réservoir.

Les prochaines diapositives nous montrent ce qui se produit à l'intérieur de la roche-réservoir. Ces quelques diapositives vous donnent une idée de ce à quoi ressemble une roche-réservoir. Il s'agit de photographies de certaines roches-réservoirs ou d'affleurements, vous avez ainsi une idée de ce que nous parlons.

La suivante est une photographie d'un fragment de roche ou d'une carotte prélevée d'un réservoir de pétrole; je vous signale que le pétrole se trouve dans les petits pores indiqués par le crayon et non pas dans le trou béant que vous voyez en bas à droite. En réalité, on en voit trop de ce genre-là. Il s'agit donc d'interstices très serrés, de pores vraiment très petits. D'où le problème d'extraction du pétrole.

Voici maintenant un diagramme d'un pore pour vous donner une idée de ce qui se produit à l'intérieur. Il s'agit de l'intérieur de la carotte au moment où elle est prélevée. Le vert indique le pétrole et vous pouvez constater qu'on trouve toujours un peu d'eau autour de la plupart des carottes et vous pouvez voir plusieurs lézardes et petites anfractuosités. Le reste de la carotte est composé de morceaux de roches, de minéraux etc. C'est une illustration de l'état du réservoir au moment du forage.

En y injectant de l'eau cette méthode est connue sous le nom de récupération secondaire l'eau fait sortir le pétrole par la plupart des grosses carottes, mais il en reste encore beaucoup. Physiquement, l'eau ne peut pas déloger le pétrole; le pétrole adhère à la carotte grâce à des forces capillaires que l'eau ne peut simplement pas vaincre. Encore une fois, l'eau ne se mélange pas avec le pétrole.

La prochaine diapositive illustre l'injection de solvant. Le jaune indique le solvant. Le solvant peut donc se mêler au pétrole et délogera le peu qui reste. L'injection d'eau a fait le plus gros travail; l'injection de solvant, si elle réussit, pourra récupérer le reste du pétrole.

Dans ce cas, il reste encore un peu de pétrole vert dans des petits endroits inaccessibles. Nous avons injecté de l'eau et un solvant, il reste donc un peu de solvant là où le pétrole se trouvait auparavant. Si vous vous rappelez du premier diagramme, la dernière étape était l'injection de gaz de lavage ou

[Text]

displace most of that solvent, and this is the more valuable LPG's which we want to extend and salvage. So in simple terms our miscible flood has gone the next generation beyond the waterflood, pushed out most of the remaining oil, left behind a little gas and a little solvent and a tiny amount of oil, we hope, if things work out successfully.

Now turning to the thermal flood. This slide is a schematic of the thermal process. You see the two-well system again. This is tar, but I suppose in terms of our discussion it should be in terms of heavy oil but it is also used in terms of tar sands. On the left we are injecting air and water. The water serves to make the flood operate more efficiently, and we actually have a fire going in the reservoir, burning a portion of that oil and propagating a combustion trunk, and ahead of that there is some steam that displaces the oil.

This slide, I think, shows rather dramatically what we are after with that heavy oil. You realize, heavy oil is not as easy to get as oil. How is that for a simple-minded statement? But it is much more viscous, perhaps a thousand times more viscous, than ordinary oil.

You see the photograph on the left, and then on the right it shows a 2000 centrepoids or more compared to ordinary oil which is down similar to water. It also shows the effect of heat. As you heat up that oil it becomes much thinner and much easier to push out. It is still hard to get out, we are still not going to get out as much as with the miscible flood, but we are getting something out of this by whatever means.

I guess I have skipped over the steam flood. In thermal flood you put in air and burn some of the oil. In steam flood you inject your heat via steam to accomplish the same purpose, to get some heat in the reservoir and thin the oil down so it will move.

The Chairman: If senators have any questions as Mr. Griffith proceeds, they should not hesitate to interrupt him.

Mr. Griffith: Yes, I hope you will. This is a simple EOR installations to give you gentlemen some idea of what is involved. This is actually quite a small one, but even on a small scale it takes a great deal of equipment to operate one of these, and, of course, for "equipment" you can read "investment" or "cost." There is a very significant investment cost associated with these projects.

Senator Guay: I am sorry to interrupt but you told us we could ask questions.

Mr. Griffith: Please do.

Senator Guay: I always seem to hear the sad story, and I have yet to have somebody tell me that this is a money-making proposition. It must be, otherwise nobody would be in it. The banks and officials of the National Energy Board always talk about the fantastic cost, but surely to goodness they should be able to give us at some time or other the percentage of profit

[Traduction]

de balayage. Il sert à déloger la plus grande partie du solvant, les gaz de pétrole liquifiés les plus précieux que nous voulons récupérer. En termes clairs donc, notre injection de solvant est allée un peu plus loin que l'injection d'eau, elle a forcé la plus grande partie du pétrole qui restait, elle a laissé un peu de gaz, un peu de solvant et un tout petit peu de pétrole, du moins, nous l'espérons, si les opérations ont réussies.

Voyons maintenant la méthode thermique. Cette diapositive illustre la méthode thermique. Il s'agit encore une fois d'un puits double. Voici du goudron, mais dans le contexte de notre discussion, il devrait plutôt s'agir de pétrole lourd ou encore de sables bitumineux. A gauche, on injecte de l'air et de l'eau. L'eau rehausse l'efficacité de l'injection et un feu dans le réservoir brûle une partie de ce pétrole et propage le foyer de combustion au-delà duquel la vapeur déloge le pétrole.

A mon avis, cette diapositive illustre assez bien comment nous procédons dans le cas du pétrole lourd. Vous vous en doutez, le pétrole lourd n'est pas aussi facile à récupérer que le pétrole. Comme si ce n'était pas assez évident. Le pétrole lourd est beaucoup plus visqueux, peut-être mille fois plus visqueux que le pétrole ordinaire.

En comparant la partie gauche et la partie droite de cette photographie, vous constatez à droite un contrepoids de 2,000 ou plus comparativement au pétrole ordinaire dont la consistance rappelle celle de l'eau. On voit également l'effet de la chaleur. A mesure qu'on chauffe le pétrole, il devient plus coulant et facile à faire sortir. Il est encore assez difficile de l'extraire, on ne réussira pas à en extraire un volume aussi grand que si on pratique l'injection de solvants, mais on réussira dans une certaine mesure quels que soient les moyens.

Je crois avoir oublié l'injection de vapeur. Selon la méthode thermique, vous injectez de l'air et brûlez un peu de pétrole. Dans l'injection de vapeur, vous injectez la chaleur sous forme de vapeur pour faire le même travail, c'est-à-dire faire parvenir la chaleur dans le réservoir, diluez le pétrole pour qu'il bouge.

Le président: Si les sénateurs ont des questions à poser au fur et à mesure que M. Griffith donne des explications, qu'ils n'hésitent pas à l'interrompre.

M. Griffith: Oui, j'espère que vous le ferez. Il s'agit, messieurs, d'une simple installation pour la récupération assistée du pétrole pour vous donner une idée de ces travaux. En réalité c'est une petite installation mais, pour en exploiter une, si petite qu'elle soit, il faut beaucoup de matériel et, bien entendu, qui dit «matériel», dit «capital d'investissement» et «dépenses». Les capitaux d'investissement de ces projets sont très considérables.

Le sénateur Guay: Je m'excuse de vous interrompre mais vous nous avez dit de demander des questions.

M. Griffith: Allez-y, je vous en prie.

Le sénateur Guay: Il me semble toujours entendre le côté triste de cette histoire et j'ai encore à entendre quelqu'un dire qu'il s'agit d'une entreprise profitable. Il le faut, sinon, personne n'y investirait quoique ce soit. Les banques et les représentants de l'Office national de l'énergie nous signalent toujours les coûts faramineux de ces projets mais ils devraient

[Text]

that can be made, because nobody goes into business today, whether it is the oil business or the cement business without making a fair return. I want to hear about the cost, but I also want to hear at the same time about the benefits, because somebody is benefiting. They would not be there if that were not the case. They would not be there if they were not making a cent.

You were laying the emphasis—and I appreciate that—on the risk a while ago, and while we were talking about the risk you came out with the EOR saying you would have a significant contribution to make on recovery. You know that already, so already it gives me the impression that at least there is a fair percentage of risk. Therefore, when you are speaking about the high cost in terms of the money that they have to invest, and everything else, at high risk, why can you not tell us at some time or other during your little conference with us about the possibility of revenues? There must be some somewhere along the line.

Mr. Griffith: I have some comments to make on the costs and on the economics as we proceed. Let me hark back to that slide that showed the EOR wedge in there. If you recall, I qualified that by saying that if the economic viability were there—I did not say it was there; in fact we perceive only the lower curve as viable under today's economic status, and that again was before the budget. We may have to revamp that.

The Chairman: Upwards or downwards?

Mr. Griffith: Downwards.

The Chairman: You do not agree with Mr. Blair then?

Mr. Griffith: So be it. Now we have a five-minute videotape which we thought might be of interest to you gentlemen. It will show you some of these processes. We then have some more comments on economics and resources, but I would certainly welcome any comments or questions.

(An audio-videotape was then presented)

This is just in summary now. I would certainly welcome any questions or discussion here, but I have a few more points to make. I want to summarize the types of recovery, the economics, and the restrictions we see, and to say a little on economic prospects.

This is a summary of the types of recovery we see by these methods. With the heavy oil, in the primary you get a very little of it and in the lighter perhaps 10 or 15 per cent. Waterflood still does not reach all that heavy oil and light oil up to 45 per cent recovery. The miscible flooding, which applies chiefly to the lighter oils, produces recoveries in the 50 to 70 per cent range—that is what most systems run to—and for the thermal projects in heavy oil the range is something like 35 to 45 per cent.

[Traduction]

certainement être en mesure de nous donner à un moment ou autre, une idée des profits à réaliser car personne ne s'engage dans des affaires, de nos jours, que ce soit dans le pétrole ou le ciment, s'il ne prévoit pas réaliser un bon profit. Je veux qu'on parle des dépenses mais je veux également entendre parler des bénéfices car il existe certainement quelqu'un à qui cette affaire profitera. Ces installations ne seraient pas en place si ce n'était pas le cas ou qu'il n'y avait pas un cent à faire.

Auparavant, vous avez mis l'accent sur le risque et dans la discussion qui suivit, vous avez parlé de la récupération assistée du pétrole en disant que vous aviez une contribution appréciable à faire en cette matière. Vous le savez déjà, j'ai donc l'impression que le risque est assez grand. Par conséquent, tout en parlant des dépenses élevées par rapport au capital d'investissement ou les autres investissements pourquoi ne pouvez-vous pas nous donner à un moment ou autre, une idée des bénéfices possibles? On doit pouvoir en réaliser à un moment donné au cours de ce processus.

M. Griffith: Je parlerai des coûts et de l'économie à mesure que nous progressons. Permettez-moi de revenir à la diapositive qui illustrait la récupération assistée du pétrole. Si vous vous souvenez bien je l'ai qualifié en disant «si elle était économiquement rentable», je n'ai pas dit qu'elle l'était; en fait, dans le cadre économique actuel, nous considérons seulement la courbe inférieure comme rentable, et les études ont été faites avant la présentation du budget. Il se pourrait que nous soyons obligés de rectifier.

Le président: Ça serait une courbe ascendante ou descendante?

M. Griffith: Descendante.

Le président: Donc, vous n'êtes pas d'accord avec M. Blair?

M. Griffith: Qu'à cela ne tienne. Messieurs, nous avons pensé vous faire voir un montage audio-visuel qui pourrait vous intéresser. Il explique certains de ces procédés. Ensuite, nous ferons encore des observations sur l'économie et les ressources, mais n'hésitez pas à me faire part de vos opinions ou à demander des questions.

(Présentation d'un montage audio-visuel)

Il ne s'agit que d'un résumé. Je répondrai volontiers à vos questions mais j'aimerais d'abord faire d'autres observations. Je veux résumer les genres de récupération, les aspects économiques et les restrictions prévues et parler également des perspectives économiques.

Il s'agit donc d'un résumé des genres de récupération possibles grâce à ces méthodes. On récupère une très petite partie du pétrole lourd et peut-être 10 ou 15 p. 100 du pétrole plus léger. L'injection d'eau n'atteint pas tout le pétrole lourd et permet de récupérer jusqu'à 45 p. 100 du pétrole léger. L'injection de solvant s'applique principalement au pétrole plus léger et permet des récupérations d'entre 50 et 70 p. 100, dans la plupart des cas, et la méthode thermique appliquée au pétrole lourd permet une récupération d'entre 35 à 45 p. 100.

[Text]

The Chairman: The miscible flood is the primary method that you foresee for Alberta—or is it the miscible and the thermal?

Mr. Griffith: The two most important, yes, are the miscible and the thermal of the enhanced recovery methods. The miscible flood will be applicable to the light oil fields; You will recall the yellow band attached to most of them in the first slide. The thermal method would apply to the heavy oil fields. As far as the status of these ready to go to the field we see that the miscible flooding is technologically ready to go to the field; there is not a lot of further testing required.

The Chairman: Where do you propose to get your CO₂. Am I ahead of you?

Mr. Griffith: No, that is fine. The second point—

The Chairman: Did you say it is ready to go?

Mr. Griffith: It is ready to go technologically in that we do not need a lot more research or pilot testing. In fact, the urgency is to get it in as soon as possible while the equipment is still in good shape. As to the injection material, I have a slide on that, I believe, but obviously it is tied to supplies of LPG and gas, and we see ample supplies of that in the west now.

As far as CO₂ is concerned, the prime source of CO₂ is as an off-product of the tar sands hydrogenation plants, and right now what there is available has been pretty well tied up and dedicated to another project which has been proposed by another oil company. So no more of that prime carbon dioxide will be coming on until there are more tar sands plants, and that will not be until 1987 or 1988. There is a question mark on that.

As far as the thermal projects' status, you see these are a little more complex and we feel that there probably would be some intermediate testing required in most of those. It does not have that time-fuse of well and equipment on it, because the wells there are generally drilled as needed.

Speaking now of some cost ranges, we see here the capital cost per barrel per day of capacity of miscible floods run \$10,000 to \$26,000 per barrel per day of capacity. These are just some very rough numbers but they serve as a useful index. The \$10,000 per barrel per day of capacity would apply to some of the less expensive hydrocarbon miscible floods which do not take all that additional capital investment. The \$26,000 per barrel per days of capacity under the miscible flood category is taken from some information published by Esso in connection with the flood they are proposing. That was a carbon dioxide flood, so that ran \$26,000 per barrel per day of capacity.

Then looking at the heavy oil, that is usually on the high side of that. It would run a capital investment of, let us say, \$25,000 per barrel per day of capacity. Then with the tar sands, we get into some big numbers. The numbers we have here, for example, are \$6 billion to produce 120,000 barrels a

[Traduction]

Le président: Quelle est la principale méthode envisagée pour l'Alberta, l'injection de solvant, ou la méthode thermique?

M. Griffith: Oui, les deux plus importantes méthodes de récupération assistée sont la méthode thermique et l'injection de solvant. On aura recours à cette dernière pour les chantiers de pétrole léger. Vous vous souviendrez de la bande jaune qui les indiquait sur la première diapositive. La méthode thermique serait employée dans les chantiers de pétrole lourd. Pour ce qui est de la mise au point, nous constatons que l'injection de solvants est prête à être appliquée et qu'il n'est pas nécessaire de la soumettre à beaucoup plus d'épreuves.

Le président: Où prendrez-vous votre CO₂? Est-ce que je vous devance?

M. Griffith: Non, ça va. La deuxième question . . .

Le président: Avez-vous dit que cette méthode est déjà mise au point?

M. Griffith: Sur le plan technique, point n'est besoin de faire beaucoup de recherches ou de tests pilotes. Au fait, il faudrait l'appliquer dès que possible, tandis que l'équipement est encore en bon état. Quant à la matière injectée, j'ai une diapositive à vous montrer à ce sujet, je crois, mais il est lié aux approvisionnements de gaz de pétrole liquéfié et du gaz, des denrées qu'on retrouve couramment dans l'Ouest à l'heure actuelle.

La principale source du CO₂ est une émanation des usines d'hydrogénation des sables bitumineux, et les approvisionnements, à l'heure actuelle, sont destinés à un autre projet proposé par une autre société pétrolière. Donc, nous n'aurons pas plus de gaz carbonique tant qu'il n'y aura pas d'autres usines de sables bitumineux, soit vers les années 1987 ou 1988. Je ne sais pas au juste.

Quant aux projets utilisant la méthode thermique, ils sont un peu plus compliqués et, à notre avis, il faudrait probablement faire d'autres tests intermédiaires. Il n'existe pas ici la même urgence que pour les puits et leur outillage, car les puits y sont généralement creusés au besoin.

Au sujet de certaines échelles de coûts, l'injection de solvant nécessiterait quotidiennement des coûts d'immobilisation de \$10,000 à \$26,000 le baril par jour. Ces chiffres, très approximatifs, nous donnent quand même une indication. Les coûts d'immobilisation de \$10,000 par baril par jour s'appliqueraient aux injections de solvant composé d'hydrocarbures les moins chers, qui ne nécessitent pas tous ces investissements supplémentaires. Ce chiffre de \$26,000 par baril par jour a été publié par la Société Esso au sujet de ses projets d'injections. Il s'agissait de l'injection d'acide carbonique, qui coûtait donc \$26,000 par jour par baril.

Le coût du pétrole lourd est presque aussi élevé, soit environ \$25,000. Pour les sables bitumineux, les chiffres sont très élevés. D'après les chiffres que nous avons, il faudrait environ 6 milliards de dollars pour produire 120,000 barils par jour, ce qui équivaut à \$50,000 par baril par jour.

[Text]

day, and that divides out at \$50,000 per barrel per day of capacity.

There are two points to be made here. One is that tertiary oil, heavy and miscible oil, is expensive. It is considerably more expensive than the conventional water flooding. The other point is that it is less expensive than the tar sands oil in general.

The Chairman: Is it per cent cheaper?

Mr. Griffith: Yes.

Senator Guay: I have just a comment, if I may, Mr. Chairman: it is difficult for me when they go to figures that high, because I do not see figures that high very often. I would like to see the cost per barrel in everyday language, because what we have heard in the committee so far is that there are different prices for the production of oil per day—let us say, from \$8 to \$16 per barrel. I would like you to put this down for me. Perhaps I am naive because I cannot understand that \$26,000 per barrel per day of capacity. I would like to see what is the ultimate cost per single barrel, so that I could make a better assessment of it.

Mr. Griffith: Right, thank you.

Senator Guay: I am not an engineer; maybe that is why I do not understand that.

Mr. Griffith: Let me answer that. I appreciate your question. These are estimates of the initial capital investment to get the project operating. If you followed my arithmetic on the tar sands—the other projects, of course, are nowhere near that size, but with the heavy oil you might invest \$250 million and get 10,000 barrels a day. In addition to the numbers you have heard, there are the operating costs, which are much higher than with the conventional, and the estimates on that run \$4 a barrel to \$6 a barrel, and I have heard that some are as much as \$8 a barrel. So, this is an additional cost to operate the project.

Senator Guay: Over and above?

Mr. Griffith: Yes. Water flooding is actually quite cheap because you can pump and produce and handle water, but when you have to buy gas and inject it, or buy compressors and operate them and supply them with fuel, together with all the downstream problems you encounter, that is when you get into these \$5 and \$6 a barrel additional operating costs.

The Chairman: What you are telling me is that I will have to invest \$26,000 in heavy oil, plus \$4, \$5 or \$6 for other ingredients to get that one barrel of oil?

Mr. Griffith: Yes.

The Chairman: But how many barrels do I get if I invest \$26,000?

Senator Guay: How many days?

Mr. Griffith: A normal project will be twenty years, so you would get twenty times three hundred and sixty-five?

[Traduction]

Il faut signaler deux choses dès maintenant. D'abord le pétrole ainsi récupéré, le pétrole lourd obtenu par injection de solvant coûte très cher. Il coûte beaucoup plus cher que celui récupéré par l'injection d'eau, selon la méthode classique. D'autre part, il coûte moins cher que le pétrole des sables bitumineux en général.

Le président: Coûte-t-il la moitié du prix?

M. Griffith: Oui.

Le sénateur Guay: Une observation, si vous le permettez, monsieur le président. Je n'ai pas l'habitude de voir des chiffres aussi élevés, que je trouve un peu déroutants. J'aimerais qu'on nous donne le coût par baril, en des termes faciles à comprendre car jusqu'à présent, on a dit au Comité que les prix de la production du pétrole varient, que le baril peut coûter entre \$8 et \$16. J'aimerais une explication. Je suis peut-être naïf mais je ne comprends pas ce qu'on entend par \$26,000 le baril par jour. J'aimerais savoir combien coûte un seul baril au bout du compte, pour être en mesure de me faire une idée.

M. Griffith: Très bien, merci.

Le sénateur Guay: Je ne suis pas un ingénieur; c'est peut-être la raison pour laquelle je ne comprends pas.

M. Griffith: Je suis heureux de répondre à votre question. Ces chiffres sont des estimations du capital d'investissement nécessaire pour mettre le projet en marche. Si vous suivez mon exemple des sables bitumineux, je vous signale que les autres projets n'ont pas la même envergure, mais pour le pétrole lourd, il vous faudrait peut-être investir 250 millions de dollars pour obtenir 10,000 barils par jour. En plus des chiffres qu'on vous a donnés, il faut signaler les coûts d'exploitation qui sont beaucoup plus élevés que dans le cas des méthodes de récupération classiques et selon les estimations, il se pourrait qu'un baril coûte entre \$4 et \$6. J'ai même entendu dire que certains barils se sont vendus à \$8. Pour assurer l'exploitation, il faut donc tenir compte d'autres coûts.

Le sénateur Guay: En sus de ceux que vous avez mentionnés?

M. Griffith: Oui. L'injection d'eau est une méthode peu coûteuse car on peut pomper, amener et régler l'eau, mais s'il faut acheter et injecter du gaz, ou acheter des compresseurs et le combustible pour les faire fonctionner, et si vous ajoutez tous les problèmes que vous rencontrez en cours de route, vos coûts d'exploitation ajoutent \$5 ou \$6 au prix du baril.

Le président: Vous me dites qu'il faudrait investir \$26,000 dans le pétrole lourd, et \$4.00, \$5.00 ou \$6.00 pour les autres facteurs de production d'un baril de pétrole?

M. Griffith: Oui.

Le président: Mais si j'investis \$26,000, combien de barils pourrais-je obtenir?

Le sénateur Guay: Combien de jours?

M. Griffith: Un projet normal s'étendra sur vingt ans; vous obtiendriez donc vingt fois trois cent soixante-cinq.

[Text]

The Chairman: That would be 7,000-odd.

Mr. Griffith: Yes. We will say this project lasts twenty years, which is the nominal life. You would invest \$26,000, and to produce a barrel a day, to take this simple project, it costs you \$4. My arithmetic escapes me. This is extracted from the C.P.A. submission to show what the potential is and the breakdown. It shows that the Province of Alberta has the biggest piece of the potential, and as far as the breakdown between miscible and thermal, it is a little more than thermal. This is using that definition of heavy oil which I attempted to clarify earlier. These are taken from the C.P.A. submission, and this is the high case which we described as today's technology with no economic constraints.

I have now some comments on what it is going to take to realize this and make this EOR come about. The logistical part is the first four items here and then we get into capital and economics.

On the logistics, just going over it rapidly, you see it would take, for that high case, miscible floods, there is not a great deal of drilling required, mostly existing wells. We see a scenario here of 100 wells a year for 9 years, or 900 wells. We see here with heavy oils there is a lot more drilling. Those wells will be at closer spacing—10 or 20 acre spacing, and a very reasonable scenario there is to drill 800 wells a year for ten years, for a total of 8,000 wells.

Reviewing the industry capacity, we see that this is really within the industry's capacity, with some gearing up and drawing on some more resources here for equipment; but it could be done without any great problems.

The second requirement on that list was injection. Just as an example, this is the injection requirements for miscible floods and they require NGL—and that is used interchangeably with LPG, if that is more familiar. It requires propane and gas. The projected requirement of NGL is the top slide there, and it shows that it peaks at 24,000 cubic metres a day; and then, significantly, on the right, most of this LPG is recouped. So, when it goes below the line, this is when that is recouped or recovered from the injection period. The bottom line is a runout of what it would take in the way of gas injection for this high EOR case, and it shows gas up to 50 million cubic metres a day. This includes the fuel for the thermal projects which will roll into this. Also, a fair amount of this gas is salvaged, it is re-produced, and it shows up in this net. As it proceeds off scale to the right there is a fair amount of that re-produced.

The Chairman: What were your conclusions with respect to your supply?

Mr. Griffith: So far as injection supplies are concerned, there are adequate supplies of gas and NGL over this demand period which we perceive. As far as CO₂ source until the next big plant, or two or three, come on, that will not be until late in this decade. So, that could be a constraint on CO₂.

[Traduction]

Le président: Donc, environ 7,000.

M. Griffith: Oui. A supposer que ce projet dure vingt ans, au minimum. On investirait \$26,000 pour produire un baril par jour qui vous coûte \$4.00. J'oublie les chiffres exacts. J'ai puisé ces renseignements du mémoire de la Canadian Petroleum Association, pour donner une idée des possibilités et de la ventilation. Selon cette source, la province de l'Alberta aurait plus de possibilités, et pour ce qui est de la répartition entre la méthode d'injection de solvants ou la méthode thermique, elle incline légèrement pour la méthode thermique. J'utilise ici la définition de pétrole lourd que j'ai tenté de clarifier plus tôt. Les chiffres sont tirés du mémoire de la C.P.A. et c'est la situation que nous décrivons comme étant la technologie du jour, sans contraintes économiques.

J'aurais des commentaires à ajouter sur les conditions auxquelles il faudrait répondre pour réaliser cet objectif et assurer cette récupération assistée du pétrole. La logistique, comprend les quatre premiers articles puis nous passons ensuite au capital et à l'économie.

Pour la logistique, brièvement il faudrait de l'injection de solvant, qui appelle peu de forage, car on peut utiliser les puits existants. Cette méthode nous livre 100 puits par année pendant 9 ans, soit 900 puits. Pour le pétrole lourd, il faut beaucoup plus de forage. Ces puits seront plus rapprochés, distants de 10 à 20 acres et selon un programme très raisonnable, on pourrait forer 800 puits par année, pendant 10 ans, soit un total de 8,000 puits.

En comparant ces scénarios au potentiel de l'industrie, nous voyons que cela peut se réaliser, si l'on s'y met, et s'y l'on s'adresse à d'autres sources pour obtenir de l'équipement. Mais on pourrait le faire, sans trop de difficultés.

La deuxième exigence, celle de l'injection. A titre d'exemple, il s'agit d'exigences pour l'injection de solvants et il leur faut des condensants de gaz naturel, qui peuvent être substitués au gaz de pétrole liquéfié, s'il est plus courant. Il faut du propane et du gaz. La diapositive du haut illustre ce qu'il faudrait comme condensant de gaz naturel, une production de 42,000 mètres cubes par jour; puis, à la droite, on voit que la plus grande partie de ce gaz de pétrole liquéfié est récupérée. Lorsque le volume ne suffit pas, on le récupère. Au bas, on voit l'injection de gaz nécessaire dans ce meilleur scénario de récupération assistée de pétrole, soit 50 millions de mètres cubes par jour. Cela comprend les projets utilisant la méthode thermique. Par ailleurs, une assez grande quantité de ce gaz est récupéré, retransformé et ce résultat en tient compte. Lorsqu'il se dirige vers la droite, une bonne partie est récupérée.

Le président: Quelles étaient vos conclusions pour ce qui concerne votre approvisionnement?

M. Griffith: Pour ce qui concerne l'injection, les approvisionnements de gaz et de produits liquides extraits du gaz naturel sont suffisants au cours de la période de demande que nous percevons. Pour ce qui concerne le CO₂, cette source d'approvisionnement dépendra de la construction des installations des sables bitumineux. Il n'y aura donc pas une grande amélioration en ce qui concerne cette bonne source que repré-

[Text]

There are some other possible sources, such as cleaning up some of the flue gas from some of these thermal generating plants. But on a first look at that, it would be much more expensive than the prime supply from these hydrogenation plants. This is a secondary source; it is going to take some more work to realize.

Does that answer your question?

The Chairman: Do you see the cost as a factor?

Mr. Griffith: Yes, that is going to be my bottom line. I am speaking to the logistics now, and we see we can get sufficient capacity in air, compressors to produce 10,000 or 20,000 barrels a day, no problem. The other requirement is manpower. This is a dicey kind of thing, depending on what other projects are in place. But the final one, to address your question, is what is it going to take in the way of capital investment and economics here.

The Chairman: Can we go back to manpower? This is very interesting. This seemed to be the one concern you really had out of all your concerns.

Mr. Griffith: Yes, and it is a little difficult to put a scale to it. If there are eight very large projects going in the west, it is going to be tough to find the technical personnel; but if they are staggered out reasonably, we think it can be accomplished. I do not have a black and white answer on that.

The Chairman: Is any study being done as to the manpower needs in Alberta over the next fifteen years, and in this industry in particular?

Mr. Griffith: I guess my comment to that would be that although these things take up the technical manpower there, they are a very minor draw compared with the big tar sands plants. For that reason, the studies are done in conjunction with the large scale petrochemical and tar sands plants. This is more by way of a small addition to that, and no one would do the studies for that per se. The studies that have been done relate more to the needs of the big tar sands plants.

The Chairman: The mega-projects.

Mr. Griffith: The mega-projects, yes. That is the word I had in mind.

The Chairman: But if the mega-projects draw all your skilled labour and your engineering labour, where does that leave these projects and projects like the Alaska Highway Gas Pipeline, and so forth?

Mr. Griffith: They are going to be hamstrung. They are going to be deferred or delayed by manpower constraints, if they all come due at once—not just technical manpower but skilled labour.

[Traduction]

sente le CO₂ jusqu'à ce qu'on puisse recourir à la prochaine grosse installation de production ou aux deux ou trois prochaines, ce qui ne sera pas possible avant la fin de la présente décennie. Il pourrait donc y avoir une contrainte en ce qui concerne le CO₂.

Il y a quelques autres possibilités comme la récupération d'une partie du gaz de carneau à partir de certaines de ces stations génératrices de vapeur. Mais au premier abord, cela s'avérerait plus coûteux que la récupération des sources primaires par le bras de ces installations d'hydrogénation. Comme c'est une ressource secondaire il faudra y mettre beaucoup plus d'efforts pour y parvenir.

Est-ce que cela répond à votre question?

Le président: Selon vous, le coût est-il un facteur?

M. Griffith: Oui, j'en parlerai en dernier. Je parle présentement de la logistique et nous constatons que la puissance de nos compresseurs d'air nous permet de produire sans problème 10 000 ou 20 000 barils par jour. L'autre contrainte est celle de la main-d'œuvre. C'est une question de hasard, la disponibilité dépendant du genre des autres projets en cours. Pour terminer et pour répondre à votre question, qu'est-ce que cela représente comme investissement et comme chiffres?

Le président: Pouvons-nous revenir à la main-d'œuvre? C'est très intéressant. De toutes vos contraintes cela semblait être la seule préoccupation qui ressortait vraiment.

M. Griffith: Oui et son évaluation représente quelques difficultés. Si, par exemple, 8 projets très importants sont mis en œuvre dans l'Ouest, il sera alors difficile de trouver le personnel technique; mais si ces projets sont le moins bien échelonnés nous croyons qu'il est alors possible d'y parvenir. Je ne peux vous donner une réponse précise à ce sujet.

Le président: Une étude est-elle présentement en cours relativement aux besoins de main-d'œuvre des 15 prochaines années en Alberta et au sein de cette industrie en particulier?

M. Griffith: Je dirais que bien que ces projets absorbent une partie de la main-d'œuvre technique cette dernière représente une infime partie de celle que l'on retrouve dans les installations des sables bitumineux. C'est pour cette raison que les études concernant cette industrie sont faites de concert avec celles des grandes installations pétrochimiques ainsi que celles des sables bitumineux. Elles ne font que compléter ces dernières puisque personne voudrait se donner la peine de les effectuer. Les études sont surtout faites relativement aux besoins des grosses installations des sables bitumineux.

Le président: Les super-projets.

M. Griffith: Les super-projets en effet. C'est le mot que je cherchais.

Le président: Mais si les super-projets accaparent toute votre main-d'œuvre qualifiée et tous vos ingénieurs, que restera-t-il pour ces projets et des projets comme celui du pipe-line de la route de l'Alaska?

M. Griffith: On leur coupera les moyens. Il faudra les retarder ou les reporter en raison des contraintes de main-d'œuvre si leur date d'échéance est la même—pas seulement la main-d'œuvre technique, mais la main-d'œuvre spécialisée.

[Text]

The Chairman: And that will heat up the economy.

Mr. Griffith: As far as concerns the capital economics, we are getting into some less well-defined areas. Taking a capital cost estimate of \$20,000 for each barrel a day of capacity, if we multiply that times what we see as the potential production, we come up with an investment requirement of \$10 billion to \$20 billion to realize that high wedge.

Where that will come from, if it will come, is very much dependent on economics. Our prognosis would be that where good economics exist, the capital will be generated. The capital tends to find its way to attractive projects, to viable projects, so let's talk a little about economics—

Senator Guay: I would like to hear you on that.

Mr. Griffith: I do not have any answers on stone tablets; I just have some comments as to what is the effect of this. Before we get into this, let me say that under the present situation the good quality projects would be able to come into being, and this would be more like the low EOR curve that we saw on the second slide. That is my general comment as far as the economics are concerned.

To get beyond that, it is our perception it is going to take something more, and so we look at the new budget. Let me qualify my comments on this budget, because there are many details of it that have not been worked out or set up administratively. We just had what I might call a quick and dirty look at what it could do to us—a bit more quick than dirty. There are still many questions to be answered. However, our look at it gives the indication that there is a price increase that is going to be an incremental price over the short term; but in the long term there are some additional taxes by way of revenue and excise taxes and a change in the depreciation allowance resulting in a long-term negative effect.

We see another problem, and this is going to affect even some of the existing pools and perhaps result in a loss of the conventional potential reserves here. Therefore, our work on the budget provisions thus far generally indicates it is not favourable to these numbers.

Senator Guay: It is not favourable to what?

Mr. Griffith: It is not favourable to these types of projects. It is not going to increase the economic viability of them. In fact, it will perhaps decrease them from our previous perception. The next slide is just a plot of the prices in the National Energy Program. The orange line represents the price for conventional oil. As a matter of interest, it is similar to the one which the industry was operating on before the budget. Under that line, and under pre-budget tax and royalty conditions, again only the most favourable projects, the low EOR line, looked like they would come about.

[Traduction]

Le président: Et cela ranimera l'économie.

M. Griffith: En ce qui concerne l'économie des capitaux, nous nous engageons dans des secteurs moins bien définis. Si nous prenons par exemple des coûts d'immobilisations de \$20,000 par baril de pétrole par jour et multiplions ce chiffre par ce que nous prévoyons être la production, nous en arrivons à un investissement obligatoire de \$10 à 20 milliards si nous voulons réaliser ce bénéfice élevé.

Où puiserons-nous ces capitaux, le cas échéant? Cela dépendra beaucoup de la situation économique. Nous estimons que si la situation est bonne, pas de problème pour les capitaux. En effet, les capitaux ont tendance à se frayer un chemin vers les projets attrayants, les projets viables; parlons donc un peu d'économie...

Le sénateur Guay: J'aimerais vous entendre parler à ce sujet.

M. Griffith: Mes réponses ne sont pas gravées sur des tablettes de pierre: je n'ai que quelques commentaires à faire au sujet de l'effet de tout ceci. Avant de commencer, permettez-moi de dire que dans la situation actuelle les projets de bonne qualité pourront être réalisés et la situation ressemblerait plus à celle dont fait état la courbe inférieure que nous apercevons sur la deuxième diapositive (Récupération assistée du pétrole). C'est de façon générale ce que j'ai à dire à ce sujet.

Pour aller au-delà, nous estimons qu'il faudra autre chose et c'est pourquoi nous jetons un coup d'œil au nouveau budget. Permettez-moi de faire quelques réserves sur mes commentaires à l'égard de ce budget, de nombreux détails administratifs n'ayant pas encore été réglés. Nous avons tout simplement jeté ce que je pourrais appeler un regard rapide et soupçonneux sur ce qu'il pourrait nous apporter—il s'agit d'un regard plus rapide que soupçonneux. Il y a encore beaucoup de questions auxquelles il faut répondre. Notre étude nous a toutefois permis de constater qu'il est question d'une hausse de prix à court terme mais qu'à long terme certaines taxes supplémentaires seront perçues par le biais de l'impôt sur le revenu, de taxes d'accise ainsi que d'une modification à la provision pour amortissement, ce qui entraînera un effet négatif à long terme.

Nous constatons un autre problème qui aura le même effet sur certains des gisements existants et qui entraînera peut-être une perte de nos réserves conventionnelles éventuelles. Notre étude des prévisions budgétaires indique jusqu'à maintenant que le budget est hostile à ces types de projets.

Le sénateur Guay: A quoi le budget est-il hostile?

M. Griffith: Le budget est défavorable à ces types de projets. Il ne permettra pas d'en accroître la viabilité économique et, en fait, la diminuera probablement. La diapositive suivante fait tout simplement état des prix dont il est question dans le Programme énergétique national. La ligne orange représente le prix du pétrole conventionnel. Fait intéressant, ce dernier correspond à celui que l'industrie s'était fixé avant le budget. Sous cette ligne, et dans les conditions touchant l'impôt et les redevances avant le budget, encore une fois, seuls les projets les plus favorables, la ligne du bas (Récupération assistée du pétrole) semblaient avoir une chance de succès.

[Text]

On the post-budget situation, the green line shows the tertiary price projected in the National Energy Program; but, at the same time there is a revenue tax taken off, which gets us down to the dashed white line. The revenue tax is 8 per cent off the top, but when it works down to the bottom line it is more like 25 per cent. Therefore, as regards the perception of the prices for this oil, whereas before it was something close to the top, the brownish line, it is now close to the dashed white line. So, there is a short-term plus. In the long-term, there is not a great deal of help for the projects.

Therefore, my summary, as far as the economics are concerned, is that, as we see it now, only the good projects will come on, and it is going to take a bit more of something to realize their full potential.

The Chairman: I think we would like to know what you mean when you use the phrase "something more"?

Mr. Griffith: I have no magic formula; it is simply a matter that somehow some net has to get back to these barrels of oil, either through a higher price on top, a lower tax in between, or a lower take on royalty in between, from the province or the federal government.

Senator Guay: But that prevails in everyday business, if I may interject, Mr. Chairman. Do you allow me to say this?

The Chairman: By all means.

Senator Guay: I would suggest to you that, in my humble opinion, this is not clear, and I am saying that not to be smart but rather to get down to brass tacks, because I still have not understood your net cost of producing one barrel of oil.

You say it is going to cost us \$26,000 for 1,000 barrels, or whatever the case is, but I find it hard to get from that down to the net cost. Assuming, for the sake of the point I want to bring out, that it is \$15 a barrel, you then go on to speak about the investment you are making and everything else. But does this not apply to industry generally? If, for example, I am manufacturing rubber boots, I have to produce them this year if I want to keep my plant and my employees going and I have to produce them at the prevailing price, knowing that the tax situation might be different next year. I am not even sure I will be able to sell them, and yet I am producing; I have salesmen trying to sell them. In your case you are damn sure every barrel of oil you are going to get out of there is going to be sold. There is no risk, if I may use that word, arising in the sale of what you are bringing out. The risk is in regard to your potential, and particularly in respect of an old well, and I am going back to page 10 section (b)(i) to ascertain where the established reserves are. You say that it is based on a survey of certain individual operators who reported 85 per cent of the total current productive capacity. That is a very good average if they can produce out of there. Their risk is not as big as we have been told it was. Possibly on a new well it might be greater, but so far as established reserves are concerned, we know the oil is there. We have only taken the cream of the

[Traduction]

Quant à la situation après le budget, la ligne verte indique le prix prévu des ressources tertiaires dans le cadre du Programme énergétique national; mais, en même temps, un impôt sera perçu ce qui nous amène à la ligne pointillée blanche. L'impôt est de 8 p. 100 au sommet mais lorsque nous arrivons à la ligne du bas, il est beaucoup plus de l'ordre de 25 p. 100. En ce qui concerne donc la perception des prix pour ce pétrole, alors qu'auparavant ce dernier se rapprochait du sommet, la ligne marron, il se situe maintenant presque au niveau de la ligne pointillée blanche. Il y a donc un excédent à court terme. A long terme les programmes d'aide se font rares à l'égard des projets.

En résumé, pour ce qui concerne la situation économique nous avons l'impression que, pour l'instant, seuls les bons projets seront réalisés et qu'il faudra y mettre beaucoup plus d'un certain élément si l'on veut en tirer tout le potentiel.

Le président: Nous aimerions savoir ce que vous voulez dire par «beaucoup plus d'un certain élément?»

M. Griffith: Je n'ai pas de formule magique; je peux tout simplement dire que d'une façon ou d'une autre il faudra revenir à un prix net pour ces barils de pétrole que ce soit par le biais d'un prix plus élevé au départ, d'une baisse de taxe ou du taux d'imposition touchant les redevances aux niveaux provincial ou fédéral.

Le sénateur Guay: C'est ce qui se passe tous les jours au niveau des affaires, si je puis me permettre, monsieur le président. Me permettez-vous d'intervenir?

Le président: Je vous en prie.

Le sénateur Guay: Je vous dirais humblement que ce n'est pas clair et je ne le dis pas pour faire le malin mais bien plutôt pour en venir au fait car je ne comprends toujours pas quel est le coût de production net d'un baril de pétrole.

Vous dites qu'il en coûtera \$26 000 pour 1 000 barils, selon le cas, mais je ne parviens pas à calculer le coût net. A supposer que dans ce cas-ci nous parlons de \$15 le baril, vous poursuivez ensuite en parlant de votre investissement et de tout le reste. Mais cela ne s'applique-t-il pas à l'industrie en général? Prenons par exemple, un fabricant de bottes en caoutchouc; ce dernier doit fabriquer ses bottes au cours de l'année pour assurer le fonctionnement de mon usine et du travail à ses employés; il est en outre tenu de les produire au prix du marché tout en sachant que sa situation fiscale pourrait être différente l'année suivante. Même s'il n'est pas certain qu'il pourra vendre son produit il continue malgré tout à le fabriquer; des intermédiaires s'occupent de les vendre. Quant à vous, vous êtes tout à fait certains de trouver un acheteur pour chaque baril de pétrole que vous produirez. La vente de votre produit ne comporte aucun risque, si je puis utiliser ce terme. C'est à l'égard de potentiel que ce dernier se situe et tout particulièrement en ce qui concerne un ancien puits; je reviens à la page 10 au sous-alinéa (b)i afin de vérifier où se trouvent les réserves établies. Vous dites que ces données sont fondées sur une enquête effectuée auprès de certains exploitants qui représentent 85 p. 100 de l'ensemble du potentiel actuel de production. C'est une très bonne moyenne s'ils peuvent arriver à produire. Le risque qu'ils courent n'est pas aussi grand que

[Text]

crop—perhaps 25 per cent of that oil. But there is 75 per cent still there and the deeper you go, the thicker it gets and the harder it is to get out. That I know.

What I am trying to get at is that, notwithstanding all the difficulties you may have, and taking into account all the changes of governmental policy, you are right up to date on it.

Once you have established the wells from which you are going to produce, from which you are going to recover oil, what is your actual cost?

On the \$26,000 I said \$15 a barrel. That might be the case, or it might be \$8, or it might be \$15; but we will put it at that figure. What I come up with, then is the difference in the sale. The sale is a sure thing, you see.

Maybe it is clear enough and I should not even need to ask you the question, but it seems to me on every question I ask as to the cost per barrel—once you get that barrel of oil out it is for sale, and we know the cost of the different systems you may use to get the oil out—you seem to leave me with the impression all the time that we are really dealing with a very difficult thing. You get into taxes; you get into government policies; you get into economics, and everything else.

So I come back to my question: is it not the same in all the various aspects of industry?

Mr. Griffith: Surely. Your analogy to business is well taken, and it is exactly the approach that we used here. I certainly agree with you that we have no problem selling the product. But a simple straightforward economic analysis is just that.

On a balance sheet we set out what our initial investment is, what our operating costs are per day and per unit, and then we put in when this revenue stream comes out. Then we have to take 40 percent of that for the provincial royalty; we have to take off 25 percent for operating costs; we have to take off the national revenue tax; and we have to take off the federal tax. Therefore, in the cash flow sheet over on the right-hand column we start off with a very large number where we had a small number. But that is business. We examine the net cash flow to determine whether we have an economic project.

You seem to me to be saying that if we can sell it, our problems are over. Our problem is whether, with this number on this right-hand column, it is going to stay positive, or is it in fact going to be negative, so that the project has lost money. We do not do it on a year-by-year basis; we do it on a 20-year basis. We put in a tremendous capital investment. In one project I am familiar with, we put in \$40 million a year by way of injection material, and we did it for 15 years. We have to have something at which to look ahead. We do not make our

[Traduction]

ce qu'on m'avait laissé entendre. Il se peut que, dans le cas d'un nouveau puits, il soit encore plus grand, mais pour ce qui concerne les réserves établies, nous savons qu'il y a bel et bien du pétrole. Nous n'avons pour l'instant récupéré que ce que ces puits avaient de mieux à offrir—25 p. 100 peut-être de ce pétrole. Mais il en reste encore 75 p. 100 et plus on creuse, plus le pétrole est épais et plus il est difficile à récupérer. Cela je le sais.

Là où je veux en venir, peu importe toutes les difficultés que vous pouvez éprouver, et tout en tenant compte des modifications apportées à la politique gouvernementale, c'est que vous respectez votre calendrier.

Une fois que vous avez déterminé quels puits vous comptez exploiter et qui vous permettront de récupérer du pétrole, quel est alors votre coût réel?

Sur 26 000 dollars, j'ai parlé de 15 dollars le baril, ce qui pourrait bien être le cas, tout comme \$8. Supposons toutefois que nous en sommes à 15 dollars le baril. Là où j'en arrive c'est à la différence pour ce qui concerne la vente. La vente de votre produit est assurée.

C'est probablement assez clair et je ne devrais peut-être même pas avoir besoin de vous poser la question, mais il me semble que toutes les fois que je pose une question au sujet du coût unitaire—votre baril une fois rempli est offert sur le marché et nous connaissons le coût des différents systèmes qui s'offrent à vous pour récupérer le pétrole—vous semblez me donner l'impression que nous avons vraiment affaire à quelque chose de très difficile. Vous parlez de taxes, vous parlez de programmes gouvernementaux, vous parlez d'économie et le reste.

Je reviens donc à ma question: la situation n'est-elle pas la même chose dans les diverses industries?

M. Griffith: Tout à fait. Ce rapprochement avec l'industrie est très juste et il s'agit exactement de notre démarche. Je conviens avec vous que nous n'éprouvons aucune difficulté à vendre le produit. Mais il ne s'agit que d'une simple analyse économique directe.

Sur le bilan, figure le montant de notre investissement initial, nos frais d'exploitation par jour et par unité, puis nous indiquons la date des paiements. Nous devons alors déduire 40 p. cent de ce montant pour les redevances provinciales; 25 pour cent pour l'impôt fédéral et la taxe de vente fédérale. Par conséquent, les montants qui figurent dans la colonne de droite du bilan des liquidités sont considérables au début même si les sommes sont moins importantes à la fin. Mais, ce sont les affaires. Nous examinons les bénéfices nets pour déterminer si notre projet est rentable.

Vous semblez dire que si nous pouvons vendre, il n'y a pas de problème. Mais notre problème consiste à nous demander si ce montant dans la colonne de droite restera positif, ou s'il ne deviendra pas en fait négatif, ce qui signifierait une perte d'argent. Nous ne faisons pas de calcul sur une base annuelle; nous le faisons sur une période de vingt ans. Nous investissons des capitaux énormes. Il y a un projet que je connais bien auquel nous avons investi \$40 millions par année pour l'achat d'équipement, et ce, pendant 15 ans. Il s'agit de projets à long

[Text]

money next year or the following year. We may take nine years to pay it off and then, if everything is stable, we are going to stay positive on this right-hand column. So it is a business, as you see, and it comes down to a simple economic analysis.

Senator Guay: If you go into any other type of business, if you are going to put certain machinery in, whether you are a machinist or a foundry, or whether it is for producing rubber boots in Canada, you have to set up that machinery. It is a very big investment and one which you will not recover in the first year. These people also have to plan over a number of years, and they have the added risk of not being able to sell their merchandise, whereas you people will not have any problem selling it. That is my point. Some of us are little businessmen, not big businessmen, but the same situation applies. Other businesses are involved in revenue and taxation—municipal, provincial and federal—in the same way that you people are. Their investment may not be as great, their volume not as great, but the profit is not as great either. If there were not any profit, many of the oil companies would not even be in there, and the same applies to the banks. The economics would knock them out of it entirely.

Why is it that someone cannot come out and tell us what the cost of production is exactly? The industry has all the figures because they are planning for ten or twenty years. If they do come out with a cost, whether it is \$8 or \$10, or \$12 or \$14, or even \$16 a barrel, we would then know whether it is a money-making proposition.

As far as EOR is concerned, I am very pleased with it and the various ways in which you are going about it, but I do not want anybody to come and tell me, with a hanky in their hands, "You know we are investing a heck of a lot of money, millions of dollars, and we do not now whether we are going to make any money or not." It is the name of the game.

The Chairman: You have told us that \$30 a barrel is not enough according to the energy program, but have you put a figure to what is enough?

Mr. Griffith: I would rather not over-simplify it. It is not a "Yes" or "No" answer. The proper perception is that at a certain price a certain portion of this potential will be realized; at a different price, a certain additional amount would be. Therefore, I cannot give a "Yes" or "No" answer to it.

My statement was that under today's conditions, as we see them on this balance sheet—

The Chairman: That is, at \$30 a barrel?

Mr. Griffith: At \$30 a barrel, yes. —only a small fraction of this potential will be realized. With some other structure there would be a little more, and so on and so forth. It would take great wisdom to outline a co-operative government and industry plan to realize the outcome from that; it would take a great deal of wisdom and work.

The Chairman: That is what we are trying to do.

[Traduction]

terme. Nous ne retirons pas de bénéfices l'année suivante. Il faudra peut-être neuf ans pour l'amortissement, et s'il existe une certaine stabilité, les montants figurant dans la colonne de droite resteront positifs. Donc, comme vous le voyez, ce sont les affaires et il ne s'agit que d'une simple analyse économique.

Le sénateur Guay: Si vous vous engagez dans un autre genre d'affaires, que vous devez acheter de la machinerie, que vous soyez machiniste ou métallurgiste, ou que vous fabriquiez des bottes de caoutchouc au Canada, il faut acheter cette machinerie. Il s'agit là d'un énorme investissement que l'on ne peut amortir au cours de la première année. Il faut aussi planifier pour un certain nombre d'années et il y a en outre le risque de ne pas vendre la marchandise, tandis que pour vous, ce problème n'existe pas. Voilà où je voulais en venir. Certains d'entre nous ont un commerce, pas un gros commerce, mais la même situation s'applique. D'autres commerces doivent payer des taxes—municipales, provinciales, fédérales—comme vous. Leurs investissements ne sont peut-être pas aussi importants, leur volume pas aussi considérable, mais leurs bénéfices ne sont pas non plus aussi importants. Si les sociétés pétrolières ne réalisaient pas de profits, un grand nombre d'entre elles n'existeraient même pas, la même chose s'applique aux banques. Le contexte économique les ferait disparaître complètement.

Pourquoi n'y a-t-il pas quelqu'un qui puisse nous dire quels sont exactement les frais de production? L'industrie a tous les chiffres puisqu'elle doit planifier pour 10 ou 20 ans. Si on pouvait nous indiquer un prix, que ce soit \$8 ou \$10, ou \$12 ou \$14 ou même \$16 le baril, nous pourrions alors juger s'il s'agit d'un projet rentable.

En ce qui concerne la méthode de récupération assistée du pétrole, je suis actuellement très satisfait mais je ne veux pas que l'on vienne me dire: «Vous savez, nous investissons d'énormes sommes d'argent, des millions de dollars et nous ne savons même pas s'il s'agit d'un projet rentable». Voilà l'enjeu.

Le président: Vous nous avez dit que \$30 le baril ce n'était pas suffisant selon le programme énergétique, mais pouvez-vous nous dire quel montant serait suffisant?

M. Griffith: Je préférerais ne pas trop simplifier les choses. Il ne s'agit pas de répondre par un «oui» ou un «non». Il s'agit d'une perception voulant qu'un certain prix nous permettra d'exploiter une certaine partie du potentiel; si l'on fixe un prix différent, il faudra un certain montant supplémentaire. Par conséquent, je ne peux pas répondre affirmativement ou négativement.

Je soulignerais que selon les conditions actuelles, comme elles figurent au bilan...

Le président: C'est-à-dire \$30 le baril?

M. Griffith: A \$30 le baril, oui... seulement une fraction minime de ce potentiel sera exploitée. S'il existait des structures différentes, ce serait peut-être un peu plus, ainsi de suite. Il faudrait beaucoup d'initiative pour pouvoir élaborer un projet conjoint entre le gouvernement et l'industrie et en prévoir les conséquences; cela exigerait beaucoup de prudence et de travail.

Le président: C'est ce que nous essayons de faire.

[Text]

Mr. Griffith: Yes. So far as specific answers, certainly we can supply economic examples there, but it should be realized that while we have the main headings right now, this is simply the best that we can calculate, and they are not going to make oil.

Senator Guay: One last question, if I may, with your permission, Mr. Chairman. This is my last question, and then I will leave the subject.

What in your estimation is the capital cost per barrel per day?

Because of the various studies you have made I am presuming that you can tell us whether steam or hot water would cost so much per barrel per day. Secondly, any other method, such as combustion or the use of solvents or chemicals which might be employed, would cost so much per day.

Do you understand what I am saying?

Mr. Griffith: I believe so. The capital costs—I think we talked about them briefly—vary greatly. They run from a low of about \$10,000 for each barrel per day up to say \$25,000 for each barrel per day of capacity.

Senator Guay: If I may stop you there, this is where I get confused. When you start talking about \$10,000 per day per barrel, can you divide that to get the figure for one barrel? I know that is your cost of operation for that day.

Mr. Griffith: No, that is the capital cost, sir.

Senator Guay: I am sorry, then. What is it?

Mr. Griffith: I thought I was responding to your question. You asked me the capital cost.

Senator Guay: Yes.

Mr. Griffith: The capital cost investment for a barrel per day. That number goes from \$10,000 to \$25,000.

Senator Guay: Per barrel? Then, I had it written down wrongly. It is per barrel that I want to know.

Mr. Griffith: Correct, and then in addition there are the operating costs, and that is the other part of your question which I spoke to briefly. But the initial capital costs are as on the slide. The capital cost for each barrel per day of production runs from a low figure, which I gave as being \$10,000, to a high number, which would be \$25,000. Of course, with the tar sands, it is \$50,000 for each barrel per day of production.

Mr. Randall: Just to simplify this, if we took a scheme that increased the production of a pool by 10,000 barrels per day, that would mean that the investment would be twenty-six times ten, or \$260 million. That is the year one investment. That investment would be coupled with the operating cost of injecting the air, which might run as much as \$15 a barrel in addition to that initial \$260 million investment.

Senator Guay: I am going to stop asking questions because I feel very, very foolish, and I guess there must be something

[Traduction]

M. Griffith: Oui. Si vous voulez des réponses précises, il est certain que nous pouvons vous citer des exemples ici sur le plan économique, mais il faudra se rendre compte que même si nous avons les principaux éléments, c'est actuellement ce que nous pouvons faire de mieux, et cela ne produira pas de pétrole.

Le sénateur Guay: Une dernière question, si vous me le permettez, monsieur le président. C'est ma dernière question.

À combien estimez-vous le coût en capital d'un baril par jour?

Étant donné les différentes études que vous avez effectuées, je suppose que vous pouvez nous dire combien coûterait un baril par jour. En second lieu, combien coûterait-il avec toute autre méthode comme la combustion ou l'utilisation de produits dissolvants ou chimiques.

Comprenez-vous ce que je veux dire?

M. Griffith: Oui je crois. Les coûts d'immobilisation—je crois que nous en avons parlé brièvement—varient énormément. Ils peuvent être aussi bas que \$10,000 environ pour chaque baril par jour jusqu'à disons \$25,000 le baril par jour.

Le sénateur Guay: Puis-je vous interrompre un moment, c'est là où les choses deviennent embrouillées. Lorsque vous commencez à parler d'un montant de \$10,000 le baril par jour, pouvez-vous utiliser ce montant pour en arriver au prix d'un baril? Je sais qu'il s'agit de vos frais d'exploitation par jour.

M. Griffith: Non. Il s'agit des coûts d'immobilisation.

Le sénateur Guay: Alors, je m'exuse. Quels sont ces coûts?

M. Griffith: Je pensais avoir répondu à votre question. Vous m'avez demandé les coûts d'immobilisation.

Le sénateur Guay: Oui.

M. Griffith: Il s'agit des investissements en coûts d'immobilisation pour un baril par jour. Ces frais peuvent être de \$10,000 à \$25,000.

Le sénateur Guay: Le baril? Donc, je m'étais trompé. Je voulais savoir le coût pour chaque baril.

M. Griffith: Il faut alors ajouter les frais d'exploitation, et c'est là l'autre partie de votre question à laquelle j'ai répondu brièvement. Mais le coût initial d'immobilisation est celui que vous voyez sur la diapositive. Le coût d'immobilisation pour chaque baril par jour de production varie entre un montant assez bas, celui que j'ai cité était de \$10 000, et un montant très élevé, qui seraient de \$25 000. Évidemment, s'il s'agit des sables bitumineux, le chiffre grimperait à \$50 000 pour chaque baril par jour de production.

M. Randall: Pour simplifier les choses, si nous adoptions des méthodes qui augmenteraient la production de 10 000 barils par jour, cela signifierait que les investissements seraient de 26 fois 10 ou \$260 millions. Ce serait pour la première année. A cet investissement, s'ajouteraient les coûts d'injection de l'air, qui peuvent représenter un montant supplémentaire de \$15 le baril à ajouter à l'investissement initial de \$260 millions.

Le sénateur Guay: Je ne poserais plus d'autres questions, je me sens très mal à l'aise, parce que je ne semble pas avoir compris. Ce que je veux savoir, c'est le coût d'un baril.

[Text]

wrong with me. What I want to get at is the cost for one barrel.

Mr. Randall: Very well, That 10,000 barrels might be spread over ten years, so that would be 100,000 barrels. The \$260 million would be the investment to produce 100,000 barrels. If you bring that down to dollars per barrel, it comes out to about \$2.6 or something like that. Then you have to add to that the \$10 or \$15 per barrel of facilities, operating expenses, injection fluid expenses, and so on, to get the total operating cost around that capital investment.

But you and I both know it is not that simple, because that is where the economic environment that is set by the provincial government and the federal government comes into play. The total cost is not the full amount that is represented by that \$260 million, because there are incentives, and there are incentives associated with the operating expenses. It is a very complicated game and it is very difficult to simplify it. The idea behind the numbers that were presented on the slide was to give an indication, from the investment viewpoint, as to what the relative merits were of enhanced recovery of heavy oil and tar sands oil.

Mr. Griffith: Perhaps I could just go ahead with about three more slides and then we can return to this discussion.

The Chairman: Yes, go ahead.

Mr. Griffith: The next slide provides a little background information. It shows, again with some very, very rough numbers, the types of evaluations that we look at. We have attempted to put in some of the effects of the budget, but this was done on a very quick basis.

This is a project that would recover 230 million barrels, and we worked out an example of what, if prices stayed constant forever, just to make it simpler, the result would be, in this shows the revenue split.

I guess the message here is that there are very large operating costs out of that. The gross revenue, as you see here, is \$10 billion. Is is rather a frightening number, but 230 million barrels at \$30 a barrel is \$10.4 billion. That is the gross we are starting with for this hypothetical project, and the cuts taken out of that are the operating costs—that is, all this cost of injected material, and so forth; then there are healthy royalty fees taken out of it and some taxes taken out of it, and in the post-budget case there are some excise and revenue taxes taken out of that. We see from the bottom line here that the producer is left with seven hundred on the left column and two hundred on the right column. To contrast this—forgive me for dramatizing our case here, but I guess that is our purpose—what is the benefit to Canada from this? We see from the previous slide that Canada realizes the royalty and taxes, which is \$3 billion or \$3½ billion—

Senator Guay: Is that both provincial and federal?

[Traduction]

M. Randall: Très bien. C'est 10 000 barils peuvent être répartis sur une période de 10 ans, donc il s'agirait de 100 000 barils. Le montant de \$260 millions représenterait l'investissement pour la production de 100 000 barils. Si on divise ce montant en dollars par baril cela donne environ \$2.6. Puis il faut ajouter \$10 ou \$15 le baril pour les installations, les frais d'exploitation, les dépenses relatives à l'injection de liquides, ainsi de suite, pour en arriver à un montant global de frais d'exploitation équivalent à l'investissement en capital.

Mais, vous comme moi, savons que ce n'est pas aussi simple que cela, parce que c'est là qu'entrent en jeu les conditions économiques établies par les gouvernements fédéral et provinciaux. Le coût total n'est pas le montant que représentent les \$260 millions, parce qu'il y a des mesures d'encouragement, qui sont liées aux frais d'exploitation. C'est un jeu très compliqué et il est très difficile de le simplifier. Nous avons tenté, par les chiffres qui figuraient sur la diapositive, de vous donner une idée, du point de vue des investissements, de ce que peuvent représenter les méthodes de récupération assistée lorsqu'il s'agit d'huiles lourdes et de sables bitumineux.

M. Griffith: Peut-être pourrais-je vous montrer encore trois autres diapositives, puis nous pourrions reprendre cette discussion.

Le président: C'est bien, allez-y.

M. Griffith: La diapositive suivante donne quelques renseignements explicatifs. Elle montre encore, en citant certains chiffres très approximatifs, le genre d'évaluations auxquelles nous procédons. Nous avons tenté d'inclure certains des effets du budget, mais cela a été fait très rapidement.

Il s'agit d'un projet qui nous permettrait de récupérer 230 millions de barils et nous avons pu déterminer si les prix demeurent stables pour toujours, pour simplifier les choses, quel en serait le résultat et cela montre la répartition des recettes.

Je crois que le message ici indique que cela représente des coûts d'exploitation très élevés. Le revenu brut, comme vous le voyez ici, est de \$10 milliards. C'est un chiffre plutôt effrayant, mais 230 millions de barils à \$30 le baril donnent \$10.4 milliards. C'est le montant brut sur lequel nous nous basons pour ce projet hypothétique et les déductions représentent les frais d'exploitation—c'est-à-dire les frais que représentent l'injection de gaz ou d'eau, ainsi de suite; Puis, il faut déduire des redevances assez élevées, les impôts, et après le budget, il y a certaines taxes d'accises à déduire. Vous voyez sur la ligne du bas ici un montant de \$700 dans la colonne de gauche et \$200 dans la colonne de droite. Par comparaison—excusez-moi si je rends les choses encore plus compliquées ici, mais je suppose que c'est là notre but—quel avantage le Canada en retire-t-il? Vous avez pu voir sur les diapositives précédentes que le Canada perçoit des redevances et des impôts de l'ordre de \$3 milliards ou \$3½ milliards...

Le sénateur Guay: S'agit-il des gouvernements fédéral et provinciaux?

[Text]

Mr. Griffith: Right. It also realizes the benefit of the investment. This is the operating costs. You realize that money does not disappear into the furnace; it is spent somewhere, with all the downstream multiplier effects. Investment and operating costs are \$5.7 billion. A third item which is sneaked in there is actually what is saved over buying at world oil prices, \$2.3 billion. So the benefit to Canada here is up in the \$1 billion range for this very simple workout.

We conclude here now, if you will just bear with me for another slide. Our conclusions are that existing reserves from conventional resources are limited and are declining. We have 986 million cubic metres that have been identified now, and we see an estimate of future discoveries of that same type of oil. We see, also, that a significant potential exists for additional oil—that is, EOR. The low case was 190 million cubic metres; the high case is 491 million cubic metres—a significant addition to the existing oil supply. We also see that EOR involves high cost and high technology, but we feel that in general it is cheaper than the tar sands and frontier oil.

It appears to us that this budget is going to be a disincentive, and it is going to take, perhaps, something more to get the full potential.

Let me leave you with a final picture. It is a beautiful picture to an oil man: it is a rig drilling and testing, and obviously they have found something. I like to leave you with a pleasant picture, and that is the conclusion of our presentation. I will be happy, if there is any discussion or questions, to do my best to answer them.

The Chairman: Are there any questions, senators?

Senator Guay: As stupid as it may sound, I am not too happy yet. You say that the budget is a disincentive. I would like you to explain briefly where there is a disincentive and what are the effects thereof.

Mr. Griffith: I shall attempt to. First of all, you must realize that in the industry perception and in every project all prices are going to increase in the future. I do not think there is any secret there. So industry is looking at price increases, as is the government and any business. My statement was: the industry's perception of price increases is roughly as they have come out under the National Energy Program; it shows the price increase for conventional oil. So you might say: "Fine, the industry's forecast or perception was roughly as the National Energy Program showed it, so everything stayed the same." But there is the right hand giving and the left hand taking away, because there is a revenue tax taken off that price now and that revenue tax is actually in the form, almost, of a royalty; that is, the top line comes first, 8 per cent. If you work that out on a bottom line basis, it is more like 25 per cent. So, the net effect, in very simplified terms, is that the industry's

[Traduction]

M. Griffith: C'est juste. Il y a aussi les bénéfices réalisés sur les investissements. Cela constitue les frais d'exploitation. Vous vous rendez compte que l'argent ne se volatilise pas; elle est dépensée quelque part, avec tous les effets multiplicateurs. Les investissements et les frais d'exploitation sont de \$5.7 milliards. Un troisième aspect qui se glisse ici est le montant économisé par rapport au prix mondial du pétrole, soit \$2.3 milliards. On peut donc, dire que le Canada retire des bénéfices de l'ordre de \$11 milliards selon ce simple calcul.

Nous approchons ici de la fin avec cette dernière diapositive. Nos conclusions veulent que les réserves existantes de ressources conventionnelles soient limitées et en diminution. Nous avons identifié actuellement 986 millions de mètres cubes, et estimons que les découvertes futures seront à peu près du même ordre. Nous estimons aussi qu'il existe un potentiel supplémentaire important—c'est-à-dire les méthodes de récupération assistée. Le chiffre le plus bas était de 190 millions de mètres cubes; le plus élevé était de 491 millions de mètres cubes—ce qui constitue un supplément respectable aux réserves actuelles de pétrole. Nous savons aussi que les méthodes de récupération assistée nécessitent des investissements considérables ainsi qu'une technologie de pointe, mais nous sommes d'avis qu'en général ces méthodes coûtent moins cher que l'exploitation des sables bitumineux et du pétrole des régions éloignées.

A notre avis, ce budget ne présente pas de mesures d'encouragement, bien au contraire, et il faudra peut-être faire davantage pour exploiter toutes les ressources.

Permettez-moi de vous montrer une dernière diapositive. Elle est magnifique pour un homme intéressé à l'industrie du pétrole: elle représente des installations de forage et d'essais et il est évident qu'ils ont fait une découverte. J'aimerais vous laisser sur cet aspect intéressant et voilà la conclusion de notre présentation. Je serai heureux, s'il y a une discussion ou des questions, d'y répondre.

Le président: Y a-t-il des questions, sénateurs?

Le sénateur Guay: Cela peut paraître bizarre, mais je ne suis pas encore très satisfait. Vous dites que le budget ne compte pas de mesures d'encouragement. J'aimerais que vous m'expliquiez brièvement ce que vous en pensez et quelles en sont les conséquences.

M. Griffith: Je vais tenter de le faire. D'abord, vous savez que selon les prévisions de l'industrie en ce qui concerne tous les projets, les prix vont augmenter. Je ne crois pas qu'il s'agisse là d'un secret. Donc l'industrie doit envisager une augmentation des prix, tout comme le gouvernement et toute autre entreprise. Ma déclaration est la suivante: l'industrie prévoit une augmentation des prix de l'ordre de celle qui a été publiée dans le programme énergétique national; où figure l'augmentation du prix pour le pétrole conventionnel. Donc vous pourriez dire: «C'est bien, les prévisions ou la perception de l'industrie étaient à peu près celles du programme énergétique national, donc rien n'est changé». Mais il y a aussi que ce que l'on reçoit d'un côté, on le donne de l'autre, parce qu'il faut déduire de ces prix l'impôt sur le revenu qui prend presque la forme d'une redevance, c'est-à-dire, sur la première ligne, 8 p. 100. Mais si on fait les calculs selon les chiffres de

[Text]

perception of what they will realize from this oil in the future is lower than it was before the budget. Therefore, fewer projects will be coming into economic range.

Senator Guay: Can you be specific as to the increases to their profits being less?

Mr. Griffith: The prices would be less.

Senator Guay: I would like to know then, if you say it would be less than it was before, as compared with what?

Mr. Griffith: I said the price would be less.

Senator Guay: Oh, the price? Not the profit to the company, not the profit to the producer?

Mr. Griffith: Obviously the profit will be less too.

Senator Guay: How much less?

Mr. Randall: It does not take a very large change. The magnitude of the numbers of the cash flow at the top in terms of gross revenue are immense in any sort of sizeable enhanced recovery project, but at the bottom the numbers get smaller and smaller and smaller. A very small change in the rules that govern the economic calculations can swing the small numbers at the bottom from positive to negative with only a minor change.

Senator Guay: I was just thinking of something specific that was mentioned. We are speaking here of the budget. We know facts and figures. We are speaking of the effect which has been mentioned, so therefore it is not something unseen that we are talking about; it is something that is positive, something that is there.

I am saying to you, then, there must be a percentage that you can state, as opposed to the sort of broad answer I have been getting. There must be specific answers given as to the effect thereof.

If you cannot give specific answers, I do not think it should be mentioned; you have to be able to give those.

Mr. Griffith: I, as a C.P.A. representative, am not going to speak for any company, but I have seen numbers published, forgetting EOR or tertiary oil, as to the effect of the new budget, on company profits, and those numbers indicate a 25 per cent to 50 per cent reduction in company profits. This is simply public statements by various oil companies.

Does that answer your question?

Senator Guay: I will be honest with you, Mr. Chairman, and with you, Mr. Griffith, and say that, no, it does not answer my question. If I am going to make a statement to the public, or whomsoever I may be addressing, to the effect that the budget is bad, then I have to be able to tell them how bad it is and what the percentage and what the difference is, and this I am not getting from you gentlemen right now. My question is not hypothetical, because you are making reference to the budget. If there is a difference in the effects of the budget, you have to

[Traduction]

la ligne du bas, il s'agit presque de 25 p. 100. Donc, selon les prévisions de l'industrie, les bénéfices qu'elle réalisera sur le pétrole à l'avenir ne seront pas aussi élevés que ceux qu'elle prévoyait avant la publication du budget. Par conséquent, il y aura moins de projets rentables.

Le sénateur Guay: Pouvez-vous être plus précis en ce qui concerne les bénéfices moins importants.

M. Griffith: Les prix seront moins élevés.

Le sénateur Guay: J'aimerais donc savoir, si vous dites qu'ils seront moins élevés que prévus, à quoi vous les comparez?

M. Griffith: Je dis que le prix sera moins élevé.

Le sénateur Guay: Le prix? Non pas le bénéfice que réalise la société, ou le producteur.

M. Griffith: Évidemment, les profits seront aussi moins élevés.

Le sénateur Guay: De combien?

M. Randall: Il ne s'agit pas d'un changement considérable. Les montants de liquidités figurant sur la première ligne, en ce qui concerne le revenu brut, sont énormes dans tout genre de récupération assistée, mais à la fin, ils sont de moins en moins élevés. Le moindre changement dans les règlements régissant l'économie peut changer les montants figurant au bas de positifs à négatifs.

Le sénateur Guay: Je pensais à une situation précise qui a été décrite. Nous parlons ici du budget. Nous connaissons les faits et les chiffres. Nous parlons de certains effets qu'aura ce budget, donc nous ne parlons pas de choses inconnues; il s'agit de quelque chose de positif, quelque chose qui existe.

Je vous dis donc qu'il doit être possible de nous citer un certain pourcentage, contrairement aux réponses vagues que j'ai reçues. Il devrait être possible d'obtenir des réponses précises.

Si vous ne pouvez y répondre de façon précise, je ne crois pas que cela devrait être mentionné; vous devez pouvoir répondre.

M. Griffith: Je ne parle pas à titre de représentant de CPA, mais j'ai vu des chiffres qui ont été publiés. Oublions pour le moment la récupération assistée ou la production tertiaire par rapport au nouveau budget et aux bénéfices réalisés par la compagnie, qui indiquent une réduction de 25 à 50 p. 100. Il s'agit là de déclarations publiques faites par diverses compagnies pétrolières.

Cela répond-t-il à votre question?

Le sénateur Guay: Je vais être honnête avec vous monsieur le président, et avec vous, monsieur Griffith, et vous avouer que cela ne répond pas à ma question. Si je dois faire une déclaration publique, ou à quiconque, que le budget n'est pas bon, je dois être en mesure d'expliquer pourquoi, et quel est le pourcentage et la différence, et ce sont les renseignements que je n'ai pas eus de vous, messieurs. Ma question n'est pas hypothétique, parce que vous avez fait allusion au budget. Si le budget apporte des changements, vous devez être capables de

[Text]

be able to tell me, in specific terms, where it affects it, how it affects it, how bad it is, and give me a percentage therefor. You have to be able to do that.

Mr. Griffith: May I respond to that by saying that, speaking for the C.P.A., we do not speak for specific companies. All we do are studies such as this. The individual companies would have to answer your question. In fact they have, and in fact there will be more of them, obviously, and those statements to date have been in the range I indicated; that is, a 25 per cent to 50 per cent cut in profits.

The Chairman: Senator Riley?

Senator Riley: I would like to ask a question as a non-expert person. Regardless of all these figures of capital cost of production and whatnot, I think you have mentioned something about the life of these EOR wells being 20 years. Very simply, can you tell me what your projections are as to the average cost of a barrel of oil to the consumer, or the person who buys it from the wells, over the next 20 years? Can you tell me what this cost will be per barrel? Give me a windshield estimate.

Mr. Randall: I am not really sure I understand what you are driving at. The average cost to the consumer will be the posted price.

Senator Riley: Yes, that is right, but let me put it this way: what do you project will be the cost, over the 20 years, of the production of a barrel of oil?

Mr. Randall: By enhanced recovery?

Senator Riley: Yes, from these wells.

Mr. Randall: Personally, I do not have any good hard fix on what it is going to be for conventional heavy oil.

Senator Riley: I am only asking for a windshield estimate.

Mr. Randall: I am also going to have to qualify any remarks by saying it is going to depend on what the inflation rate is, because that controls the operating expenses. But if we talk about it in constant dollars of today, I think some place around \$10 to \$15 is a fairly reasonable estimate, and then that is going to escalate at whatever percentage per year the inflation rate escalates.

You are speaking about operating costs?

Senator Riley: Yes, I am talking about the total operating costs, the total cost of production.

Mr. Griffith: If I may intervene, on top of that are all the various taxes and royalties, and so on. They all have to be added up before we arrive at the final price to the customer. On one slide I showed that the operating costs were the lesser portion of what determined that final delivered price. So my comment on your question would be that the biggest factor in determining that price is going to be the various governmental

[Traduction]

me les expliquer en termes précis, où ces changements se produisent, de quelle façon, et me donner un pourcentage. Vous devez être capable de faire cela.

M. Griffith: Puis-je vous répondre en disant que si je m'exprime au nom de CPA je ne parle pas au nom de compagnies particulières. Tout ce que nous faisons ce sont des études comme celles-là. Les autres compagnies devront répondre à votre question. Elles l'ont fait. En fait, il y a eu évidemment d'autres déclarations du même ordre que celles dont j'ai parlé; c'est-à-dire une diminution des bénéfices de 25 à 50 p. 100.

Le président: Sénateur Riley?

Le sénateur Riley: J'aimerais poser une question à titre de profane. Sans tenir compte des chiffres sur les coûts d'immobilisations et d'exploitation ou autres, je crois que vous avez dit que la durée de ces puits où l'on pratique les méthodes de récupération assistée sera d'environ 20 ans. Pouvez-vous me dire en termes très simples, quelles sont les prévisions quant au coût moyen du baril de pétrole pour le consommateur, ou pour la personne qui l'achète à la tête de puits, au cours des prochaines 20 années. Pourriez-vous me dire quel serait le coût moyen par baril et me donner une estimation?

M. Randall: Je ne suis pas sûr de savoir là où vous voulez en venir. Le coût moyen à la consommation sera le prix annoncé.

Le sénateur Riley: Oui d'accord, mais permettez-moi de m'exprimer autrement: Quelles sont vos prévisions concernant le coût de production d'un baril de pétrole sur une période de 20 ans?

M. Randall: Au moyen des méthodes de récupération assistée?

Le sénateur Riley: Oui, de ces puits-là.

M. Randall: Personnellement, je n'ai pas de prévisions sur ce que sera ce coût pour le pétrole conventionnel lourd.

Le sénateur Riley: Je ne vous demande qu'un chiffre approximatif.

M. Randall: Je vais également devoir ajouter que cela dépendra du taux d'inflation, car ce dernier contrôle les frais d'exploitation. Mais si l'on parle de ce coût en dollars constants actuels, \$10 à \$15 le baril serait une estimation assez raisonnable et qui va augmenter en fonction de la hausse annuelle du taux d'inflation.

Vous parlez du coût d'exploitation du projet?

Le sénateur Riley: Oui, du coût total d'exploitation et de production.

M. Griffith: Si je peux me permettre d'intervenir, il y a en plus de tout cela les différentes taxes et redevances, qu'il faudra additionner pour obtenir le prix final à la consommation. Sur une diapositive, j'ai montré que le coût d'exploitation représentait en fait la partie la moins importante des éléments qui déterminent le prix final à la livraison. Par conséquent, le facteur le plus important dans la détermination de ce prix, ce

[Text]

taxes and tariffs that lie in there. Certainly, we can estimate what it costs to produce it, with \$10 or \$15 of inflation in it.

Senator Riley: That is post-budget cost?

Mr. Griffith: That is independent of any taxes or the basic cost of running the project. There is the capital investment and then there are the operating costs. This turns out a stream of oil. Beyond that, the oil stands the burden of all the additional taxes and royalties before one arrives at the final price to the consumer.

Senator Riley: And what is the present OPEC price?

Mr. Griffith: What do you say, \$40, \$38?

Mr. Randall: I would say \$38 to \$40. The reason we are not just giving a direct answer is that this is a little different game than making rubber boots. When you are making rubber boots, you build a plant and you start making rubber boots and you can sell them as soon as you have some product coming off the line.

Senator Guay: It is as easy as that, is it? Do not make a statement like that unless you know what you are talking about.

The Chairman: Order, order!

Mr. Randall: Let me complete the analogy—

Senator Guay: It depends on the price at which raw rubber is imported into Canada, and the cost of importation, and everything else. They have to face all sorts of taxes, including federal and provincial. The machinery is very costly—particularly the moulds which for one size alone cost thousands of dollars—and there are many sizes.

So there are a lot of things involved, that I would suggest your company cannot do.

Mr. Randall: May I complete my analogy? When the machinery starts up, it presumably, after some de-bugging time, starts making the product; but in a hydrocarbon gas miscibles flood scheme, for example, you do not and cannot show a positive profit for at least the period in which you are "injecting" the miscible slug, because it is very valuable material. We have a slide which shows that it is six or seven years before that material begins to return with the oil stream. You also have to wait several years for the reservoir to find out that you are doing anything, and gradually the productivity in terms of oil builds up. The whole benefit of the process does not make itself felt for several years, and then, after the seventh year, if you inject miscible fluids for seven years, you begin to go to positive returns and you begin to be able to pay out not only your initial investment, but the investment which you have made in injected hydrocarbons, which can run ten times the initial investment. The reservoir may not respond; and there have been situations where a reservoir has not responded.

Senator Guay: I like the word "may". It is not often that it does not respond, because you people have the ability—the

[Traduction]

sont les différentes taxes et les différents taux du gouvernement qui y sont inclus. Bien entendu, nous pouvons vous donner une estimation du coût de production, accompagnée d'une marge de 10 à 15 dollars pour l'inflation.

Le sénateur Riley: Ces coûts ne figurent pas dans le budget?

M. Griffith: Cela n'a rien à voir avec les taxes ou avec le coût de base d'exploitation du projet. Il y a d'abord les capitaux investis et ensuite les frais d'exploitation. En outre, viennent s'ajouter au prix du pétrole les taxes et redevances supplémentaires, avant d'obtenir le prix final à la consommation.

Le sénateur Riley: Et quel est le prix actuel de l'OPEP?

M. Griffith: Qu'est-ce que vous en pensez, \$40 ou \$38?

M. Randall: Je dirais entre \$38 et \$40, si nous ne pouvons être plus précis, c'est qu'il s'agit de quelque chose d'un peu plus compliqué que de fabriquer des bottes en caoutchouc. Si vous fabriquez des bottes, vous construisez une usine, commencez à fabriquer les bottes et ensuite vous pouvez les vendre dès qu'elles sont produites.

Le sénateur Guay: C'est aussi facile que ça? Il est dangereux de faire ce genre de déclaration, à moins de savoir exactement de quoi on parle.

Le président: A l'ordre, à l'ordre!

M. Randall: Permettez-moi de terminer l'analogie...

Le sénateur Guay: Cela dépend du prix auquel le caoutchouc brut est importé au Canada, etc. Les entreprises concernées doivent faire face à toutes sortes de taxes, notamment fédérales et provinciales. L'équipement est très onéreux, notamment les moules qui coûtent, pour une seule taille, des milliers de dollars.

Il y a donc un grand nombre d'éléments qui entrent en jeu et qui ne s'appliquent pas dans votre cas.

M. Randall: Puis-je terminer mon analogie? Lorsque l'équipement est en place, même si les débuts sont lents, il commence à produire. Alors que dans un projet d'inondation par injection de gaz miscibles (hydrocarbures) par exemple, vous ne pouvez pas avoir de résultats positifs pendant toute la période où vous procédez à cette injection, étant donné qu'il s'agit d'un produit très coûteux. Nous avons ici une diapositive qui nous montre qu'il faut attendre entre six et sept ans pour que ce produit entraîne le pétrole et le fasse jaillir. Il faut également attendre plusieurs années pour voir si le procédé réussit, en ce qui concerne la roche-réservoir, et graduellement la productivité fait apparition. C'est donc une œuvre de longue haleine. Après sept ans, si vous avez injecté des composés miscibles pendant tout ce temps-là, vous commencez à avoir un rendement et à pouvoir amortir non seulement les premiers investissements que vous avez effectués mais encore les fonds que vous aurez investis dans l'injection d'hydrocarbures, lesquels peuvent être dix fois supérieurs aux premiers investissements. En outre, le processus utilisé peut ne pas réussir, ce qui a déjà été le cas.

Le sénateur Guay: J'aime bien votre mot «peut». Cela ne doit pas se produire souvent, étant donné que vous avez les

[Text]

knowledgeability and everything else—whereby you know you have an extremely good potential before you even start.

Mr. Randall: You said “potential”, sir, and I will cite an example, which is public information.

Senator Guay: It does not occur very often. I would like you to cite more than one.

Mr. Randall: There is only one major scheme.

Senator Guay: That is why I said that.

Mr. Randall: There are really only about three or four major miscible flood schemes in Western Canada, and one of them has failed. I refer to the Golden Spike miscible scheme. Esso went into the exercise with full expectation of substantially increasing the recovery; they originally predicted it would be 90 percent. About three or four years ago, the engineering data was finally in, and the Energy Resources Conservation Board re-established their recovery factor at essentially the same level that it was before they started the scheme.

Senator Guay: Have they made an analysis of why that happened?

Mr. Randall: Yes, that was very carefully made. They went into the scheme with full expectations, and they spent a lot of money putting miscible fluid into the ground; now they are busy injecting gas, as we showed on the slide, to try to recover as much of their losses as possible by getting their miscible fluid back; but, the miscible fluid did not cause any response in the roche-réservoir—or any significant response.

Senator Guay: Have they found out why?

Mr. Randall: Yes.

The Chairman: Getting back to the evidence Mr. Blair gave us, which is in sharp contrast to what you have given us today, he said that Husky Oil Company, which is the principal heavy oil producer in Saskatchewan and eastern Alberta, as a point of faith or confidence that suitable provisions and a suitable pricing agreement will be established, have already begun a series of new, large, enhanced oil recovery investments with tertiary steam and fire flood recovery installations. This was the statement:

The budget has confirmed and encouraged us to go flat out with that work.

Is it because Mr. Blair was speaking on behalf of a Canadian company, whereas you gentlemen are representing or are essentially representing the large multinationals, that you see the budget from different perspectives?

Mr. Randall: Perhaps, but I think it is again another demonstration of the same point that Jim and I have been trying to make. It is the perception of the operating companies of what the economics will be which decides whether a scheme is embarked upon or not.

The Chairman: Then, the individual companies are not looking at the same perspectives that you gentlemen are?

[Traduction]

moyens—les connaissances et tout le reste—vous permettant de savoir que vous avez un bon potentiel, avant même de commencer.

M. Randall: Vous dites «potentiel», monsieur, et je vais vous donner un exemple qui s'adresse à tout le monde.

Le sénateur Guay: Je suis sûr que cela ne se produit pas souvent, et j'aimerais que vous me citiez plusieurs cas.

M. Randall: Il n'existe qu'un seul projet majeur.

Le sénateur Guay: C'est pourquoi j'ai posé la question.

M. Randall: Il n'existe en fait que deux ou trois projets majeurs d'inondation par injection de composés miscibles dans l'Ouest du Canada et l'un d'eux a échoué; il s'agit du projet Golden Spike. La Société Esso s'y était lancée, en espérant pouvoir augmenter la récupération de matière importante et en avait même prévu une allant jusqu'à 90 p.100. Or, il y a trois ou quatre ans, les données techniques ont enfin été disponibles, et le Bureau de la conservation des ressources énergétiques a de nouveau calculé le facteur de récupération, qui se trouvait être pratiquement le même que celui qui existait avant de commencer le projet.

Le sénateur Guay: A-t-elle analysé la situation?

M. Randall: Oui, et soigneusement. Elle était très optimiste au début et a investi beaucoup pour injecter des composés miscibles dans le sol. À l'heure actuelle, elle injecte du gaz, comme l'indique la diapositive, pour rentrer dans ses fonds et récupérer les composés miscibles. Malheureusement, ces derniers n'ont pas provoqué la réaction attendue dans la roche-réservoir, ou du moins pas suffisamment.

Le sénateur Guay: La société en connaît-elle la raison?

M. Randall: Oui.

Le président: Pour en revenir aux témoignages que nous a soumis M. Blair, lesquels contrastent grandement avec ceux que vous nous avez donnés aujourd'hui, il a dit que la Société Husky Oil, principale productrice de pétrole lourd en Saskatchewan et dans l'Est de l'Alberta, avait déjà commencé à faire, convaincue qu'il y a suffisamment de réserves et qu'il y a moyen de conclure un accord adéquat en matière de fixation de prix, de nouveaux investissements importants prévoyant des systèmes de récupération assistée par injection de vapeur et combustion in situ. Voici la déclaration:

Le budget nous incite à foncer sur ce genre de projet.

Est-ce parce que M. Blair parlait au nom d'une société canadienne—tandis que vous, messieurs, représentez dans une large mesure les grosses multinationales—que vous voyez le budget différemment?

M. Randall: Peut-être, mais cela confirme une fois de plus l'argument que nous avons essayé d'émettre, Jim et moi, à savoir: c'est la perception qu'ont les sociétés exploitantes de la conjoncture à venir laquelle permettra de déterminer si on s'embarque ou non dans un projet.

Le président: Dans ce cas, les sociétés privées ne tiennent pas compte des mêmes perspectives que vous messieurs?

[Text]

Mr. Randall: This is a competitive business. You would not expect everyone to have the same viewpoint.

Mr. Griffith: Let me suggest there are many wrinkles in that program, and perhaps Mr. Blair was still working his out. We have worked them out and there are some grey areas, but from what I know of his program, I would have a difficult time confirming his numbers and giving due weight to all the factors which are at present undetermined.

The Chairman: He seemed to be very positive.

Senator Yuzyk: I would like to ask some questions on the investment side of things, because, after all, when a budget goes down, the people who invest money—and I mean big money—in the field, respond immediately. How have the investments responded since the budget?

Mr. Griffith: I would say they have not yet even been digested. There are many undefined details administrative and interpretative details that we are all in the position of trying to interpret. So all we have is a preliminary indication that does not look all that favourable. I think it is premature to try to answer that question. I certainly could not answer it. I will leave it at that.

Senator Yuzyk: Then we are at the stage where you are assessing the effects of the budget. How long will it take before we have a good idea which way things are going?

Mr. Griffith: Let us get a perspective here. This EOR is a very small, specialized area. I have first of all looked for some general comments on the effect on company operating budgets and what their expenditures will be. This will be the first ones that will come to your attention. I think some others have been made also. With respect to specialized investments in this type of production, they will take some time longer; they are much more complex to work out. Therefore, to answer your question, we should first clear up these interpretative details of the program—in fact, we have been talking to the department today on some of those details—and then there is some more homework to be done. So, we have about four or five months' work to do before we can say what we can do under the terms of the national energy program.

Senator Yuzyk: That is what I wanted to know. We will be looking forward to getting more information, because much of the information we have received is not too reliable. You still have estimates. As Senator Guay said, we get things more in the way of estimates than in the way of facts themselves. We are, of course, interested in the facts. Estimates are important because you are building up the future here, but you say we will have to wait another three or four months before we have a good idea how this budget is going to affect the investments and the oil industry as a whole, and not only the EOR.

[Traduction]

M. Randall: C'est un domaine compétitif et vous ne pouvez vous attendre à ce que tout le monde ait la même opinion.

M. Griffith: Permettez-moi de vous dire que ce programme comporte pas mal de lacunes et M. Blair était peut-être encore en train de chercher une solution. Nous avons mis les nôtres sur pied et il reste des secteurs flous, mais, d'après ce que je sais au sujet de son programme, j'aurais des difficultés à confirmer ses chiffres et à donner l'importance voulue à tous les facteurs qui pour le moment ne sont pas déterminés.

Le président: Il semblait très positif à ce sujet.

Le sénateur Yuzyk: Je voudrais poser quelques questions sur le plan investissements car, après tout, lorsqu'un budget est réduit, les investisseurs—et je veux dire les investisseurs importants—dans ce domaine, réagissent immédiatement. Comment ont-ils réagi depuis la présentation du budget?

M. Griffith: Je dirais que la digestion est plutôt lente. Il y a, en effet, de nombreux détails indéfinis sur le plan administration et interprétation et que nous pouvons tous essayer d'interpréter. Pas conséquent, nous ne possédons qu'une indication préliminaire qui n'est pas de si bon augure. Je pense qu'il serait prématuré d'essayer de répondre à cette question et ne peux en tout cas pas le faire. J'en resterai donc là.

Le sénateur Yuzyk: Nous en sommes au stade où vous évaluez les répercussions du budget. Combien de temps cela prendra-t-il avant de savoir où nous allons?

M. Griffith: Il y a un point de vue à apporter. Le domaine de la récupération assistée est très petit et très spécialisé. J'ai tout d'abord recherché des commentaires généraux concernant d'une part les répercussions que cela aura sur le budget des sociétés exploitantes et d'autre part les prévisions de dépenses. Ce seront les premiers commentaires que nous vous soumettrons et je pense qu'il y en a d'autres par la suite. En ce qui concerne les investissements spécialisés effectués dans ce genre de production, cela prendra un peu plus de temps, vu qu'ils sont beaucoup plus complexes à régler. Par conséquent, pour vous répondre je dirais que nous devons d'abord nous occuper des questions relatives à l'interprétation du programme—en fait nous en avons déjà un peu parlé au ministère aujourd'hui—et ensuite il y aura plus de travail individuel à faire. Ainsi, nous avons quatre à cinq mois de travail devant nous, avant de pouvoir dire ce que nous pouvons faire dans le cadre du programme énergétique national.

Le sénateur Yuzyk: C'est ce que je voulais savoir. Nous espérons obtenir davantage de renseignements, car une grande partie de ceux reçus n'est pas tellement fiable. Vous avez quand même des estimations à nous offrir. Comme le sénateur Guay l'a dit, nous recevons davantage de renseignements sous forme d'estimations, que d'après les faits eux-mêmes. Or, nous nous intéressons bien entendu aux faits. Les estimations ont leur importance, car elles permettent de prévoir l'avenir, mais vous dites que nous devons attendre entre trois à quatre mois avant de savoir de quelle manière le budget va toucher les investissements et l'industrie pétrolière dans son ensemble et non pas seulement le domaine de la récupération assistée.

[Text]

Mr. Griffith: Yes. I would suggest that a couple of years from now, if you see what commitments have been made in the meantime, then you will have some positive indication of what its effects will be.

Senator Guay: If that is the case, that you have not finalized it yet and it may take a few months to finalize, those effects may be better—and I am using the words “may be better”—than you are anticipating; they may be far more favourable than you are thinking.

Mr. Griffith: I would agree, except that I would substitute “a little more” rather than “far more favourable”.

The Chairman: Thank you very much, gentlemen. Incidentally, this committee is planning to visit Alberta in January, and I think we would look forward to another meeting with you or your committee in Calgary at that time. You might give consideration to providing us with the answers then. As you have said today, on two or three phases it is not very good now, and it will need more incentives and more intensive consideration. I wonder if you could, as Senator Guay has said, on a very fundamental basis, tell us at that time exactly what more is needed and what is enough.

In the meantime, I thank you both very much. You have been of great help on a very difficult and technical subject, and I would ask you to express our appreciation to the Canadian Petroleum Association, and probably more especially to your respective firms, Amoco and Gulf.

Senator Guay: Mr. Chairman, may I say that I appreciated the witnesses' presence here today. I know that you have a job to do. I think you have done a good job today, and I appreciate it greatly.

My next comment, Mr. Chairman, is that it might be wise if you were to let us know the date on which you anticipate visiting Alberta in January.

The Chairman: It would depend on the work to be done. We are waiting to see when the House will re-convene.

Senator Guay: It will probably be the later part of January?

The Chairman: Probably the later part of January, yes.

The committee adjourned.

[Traduction]

M. Griffith: Oui. Je dirais que d'ici deux ans, en constatant les engagements pris dans l'intervalle, vous aurez une meilleure idée de ce que seront les répercussions à l'avenir.

Le sénateur Guay: Si vous n'avez pas encore terminé l'analyse et que cela vous prendra encore quelques mois pour le faire, ces répercussions pourraient très bien être bien meilleures et je dis bien «pourraient être bien meilleures» que prévu.

M. Griffith: J'en conviens, sauf que je dirais «un peu meilleur», plutôt que «bien meilleur».

Le président: Merci beaucoup, messieurs. A propos, le Comité envisage de se rendre en Alberta en janvier et nous devrions envisager d'avoir une autre réunion à Calgary à ce moment-là avec vous ou avec votre comité. Vous pourriez peut-être, alors, nous donner les réponses. Comme vous l'avez dit aujourd'hui, elles ne sont pas très bonnes à l'heure actuelle en ce qui concerne deux ou trois aspects, et il faudra davantage de stimulants et une plus grande considération. Je me demande si vous pourriez nous dire exactement à ce moment-là, comme l'a suggéré le sénateur Guay, ce qu'il convient de faire en plus et ce qui est suffisant.

En attendant, je vous remercie tous les deux beaucoup: nous avons beaucoup apprécié l'aide que vous nous avez apportée concernant un sujet aussi difficile et aussi technique que celui-ci et je vous demanderais de remercier de notre part l'Association canadienne du pétrole et peut-être tout particulièrement vos propres entreprises, Amoco et Gulf.

Le sénateur Guay: Monsieur le président, puis-je me permettre de dire que j'ai beaucoup apprécié la présence des témoins aujourd'hui. Je sais que vous avez un rôle à remplir et je trouve que vous l'avez très bien fait aujourd'hui. Je vous en remercie.

Ensuite, je voudrais ajouter, monsieur le président, qu'il serait peut-être prudent que vous nous donniez la date à laquelle vous songez aller en Alberta en janvier.

Le président: Cela dépendra du travail à faire. Nous attendons de voir à quelle date va reprendre la Chambre.

Le sénateur Guay: Probablement à la fin janvier?

Le président: Oui, probablement.

La séance est levée.



*If undelivered, return COVER ONLY to
Canadian Government Printing Office,
Supply and Services Canada,
45 Sacré-Coeur Boulevard,
Hull, Quebec, Canada, K1A 0S7*

*En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à
Imprimerie du gouvernement canadien
Approvisionnement et Services Canada,
45, boulevard Sacre-Coeur,
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7*

WITNESSES—TÉMOINS

Mr. Thomas E. Randall, Chairman, Enhanced Recovery Committee, Canadian Petroleum Association, Calgary, Alta;

Mr. James D. Griffith, Vice-Chairman, Enhanced Recovery Committee, Canadian Petroleum Association, Calgary, Alta.

M. Thomas E. Randall, président, Enhanced Recovery Committee, L'association canadienne du pétrole, Calgary (Alberta)

M. James D. Griffith, vice-président, Enhanced Recovery Committee, L'association canadienne du pétrole, Calgary (Alberta)



First Session
Thirty-second Parliament, 1980

Première session de la
trente-deuxième législature, 1980

SENATE OF CANADA

SÉNAT DU CANADA

*Proceedings of the Special
Committee of the Senate on the*

*Délibérations du comité
spécial du Sénat sur le*

Northern Pipeline

Pipe-line du Nord

Chairman:

The Honourable EARL A. HASTINGS

Président:

L'honorable EARL A. HASTINGS

Wednesday, December 10, 1980

Le mercredi 10 décembre 1980

Issue No. 7

Fascicule n° 7

Fifth Proceedings on:

Enhanced Recovery of Oil and
Natural Gas

Cinquième fascicule concernant:

La récupération améliorée du
pétrole et du gaz naturel

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)

SPECIAL COMMITTEE OF THE SENATE
ON THE NORTHERN PIPELINE

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*
The Honourable Paul Lucier, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

| | |
|----------|------------|
| Adams | Langlois |
| Austin | Lucier |
| Balfour | Molgat |
| Bielish | Nurgitz |
| Cottreau | Perrault |
| Doody | Riley |
| Frith | Rowe |
| Guay | Sherwood |
| Hastings | Tremblay |
| Hays | Yuzyk—(21) |

(Quorum 5)

COMITÉ SPÉCIAL DU SÉNAT SUR
LE PIPE-LINE DU NORD

Président: L'honorable Earl A. Hastings
Vice-président: L'honorable Paul Lucier

Les honorables sénateurs:

| | |
|----------|------------|
| Adams | Langlois |
| Austin | Lucier |
| Balfour | Molgat |
| Bielish | Nurgitz |
| Cottreau | Perrault |
| Doody | Riley |
| Frith | Rowe |
| Guay | Sherwood |
| Hastings | Tremblay |
| Hays | Yuzyk—(21) |

(Quorum 5)

ORDER OF REFERENCE

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate, Thursday, July 10, 1980:

"The Honourable Senator Frith moved, seconded by the Honourable Senator Petten:

That a special committee of the Senate be appointed

(1) to inquire into any matter relating to the planning and construction of the pipeline for the transmission of natural gas from Alaska and Northern Canada described in *An Act to establish the Northern Pipeline Agency, to facilitate the planning and construction of a pipeline for the transmission of natural gas from Alaska and Northern Canada and to give effect to an Agreement between Canada and the United States of America on principles applicable to such a pipeline and to amend certain Acts in relation thereto*, Chapter 20, Statutes of Canada 1977-78,

(2) to consider, in particular, all reports, orders, agreements, regulations, directions, recommendations and approvals referred to in the said Act; and

(3) to report to the Senate thereon at least once in each session of Parliament during the period of the planning and construction of the pipeline;

That the papers and evidence received and taken on the subject in the three preceding sessions be referred to the Committee;

That the Committee be authorized to examine and report upon the enhanced recovery technology of petroleum and natural gas and matters related thereto;

That, if there is a motion to that effect, bills, messages, petitions, inquiries, papers and other matters relating to petroleum and natural gas generally, including

- (i) petroleum and natural gas transmission,
- (ii) petroleum and natural gas administration, and
- (iii) the exploration, production and conservation of petroleum and natural gas,

shall be referred to the Committee; and

That the Committee have power to send for persons, papers and records, to examine witnesses, to print such papers and evidence from day to day as may be ordered by the Committee and to adjourn from place to place in Canada.

After debate, and—

The question being put on the motion, it was—
Resolved in the affirmative."

ORDRE DE RENVOI

Extrait des Procès-verbaux du Sénat, le jeudi 10 juillet 1980:

«L'honorable sénateur Frith propose, appuyé par l'honorable sénateur Petten,

Qu'un comité spécial du Sénat soit constitué

(1) pour enquêter sur toute question relative à la planification et à la construction d'un pipe-line servant au transport du gaz naturel de l'Alaska et du Nord canadien, décrit dans la *Loi créant l'Administration du pipe-line du Nord visant à faciliter la planification et la construction d'un pipe-line servant au transport du gaz naturel de l'Alaska et du Nord canadien, donnant effet à l'Accord entre le Canada et les États-Unis d'Amérique sur les principes applicables à ce pipe-line et modifiant certaines lois en conséquence*, chapitre 20, Statuts du Canada, 1977-78;

(2) pour étudier, en particulier, tous les rapports, décrets, accords, règlements, instructions, recommandations et autorisations se rapportant à ladite loi; et

(3) pour en faire rapport au Sénat au moins une fois pendant chaque session au cours de la période de planification de construction du pipe-line;

Que les témoignages entendus et le documents recueillis à ce sujet au cours des trois sessions précédentes soient déferés au comité;

Que le comité soit autorisé à étudier les techniques améliorées de récupération du pétrole et du gaz naturel et les sujets connexes et à faire rapport à ce sujet;

Que lui soient déferés, s'il y a une motion à cet effet, les projets de loi, messages, pétitions, demandes de renseignements, documents et autres questions concernant le pétrole et le gaz naturel en général, notamment

- (i) la transmission du pétrole et du gaz naturel;
- (ii) l'administration du pétrole et du gaz naturel; et
- (iii) l'exploration, la production et la conservation du pétrole et du gaz naturel; et

Que le comité soit autorisé à convoquer des personnes, à exiger la production de documents et de dossiers, à interroger des témoins et à faire imprimer au jour le jour les documents et les témoignages que le comité pourra requérir, et à se réunir à divers endroits au Canada.

Après débat,

La motion, mise aux voix, est adoptée.»

Le greffier du Sénat

Robert Fortier

Clerk of the Senate

MINUTES OF PROCEEDINGS

WEDNESDAY, DECEMBER 10, 1980

(10)

[Text]

The Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline met this day at 4:55 p.m., the Chairman, the Honourable Earl A. Hastings, presiding.

Present: The Honourable Senators Balfour, Bielish, Cottreau, Doody, Hastings, Molgat, Riley, Rowe and Williams. (9)

Present but not of the Committee: The Honourable Senator van Roggen.

In attendance: Daniel Amireault, Administrative Assistant to the Committee. *From the Research Branch, Library of Parliament:* Sonya Dakers.

Witnesses:

Mr. Joseph E. Horler, Manager, Crude Oil Affairs, Independent Petroleum Association of Canada, Calgary, Alta.;

Mr. M. S. Abougoush, President, D & S Resource Engineering Ltd., Calgary, Alta.

The Committee, in compliance with its Order of Reference dated July 10, 1980, continued its study of Enhanced Recovery of Oil and Natural Gas.

The Chairman introduced the witnesses.

Mr. Horler made an opening statement.

The witnesses answered questions put to them by the Committee.

At 5:45 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

ATTEST:

PROCÈS-VERBAL

LE MERCREDI 10 DÉCEMBRE 1980

(10)

[Traduction]

Le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord se réunit aujourd'hui à 16 h 55, sous la présidence de l'honorable Earl A. Hastings (président).

Présents: Les honorables sénateurs Balfour, Bielish, Cottreau, Doody, Hastings, Molgat, Riley, Rowe et Williams. (9)

Aussi présent mais ne faisant pas partie du Comité: L'honorable sénateur van Roggen.

Aussi présents: Daniel Amireault, adjoint administratif du Comité. *De la Direction de la recherche, Bibliothèque du Parlement:* Sonya Dakers.

Témoins:

M. Joseph E. Horler, directeur, Pétrole brut, Independent Petroleum Association of Canada, Calgary (Alberta);

M. M. S. Abougoush, président, D & S Resource Engineering Ltd., Calgary (Alberta).

Le Comité, conformément à son ordre de renvoi du 10 juillet 1980, poursuit l'étude de la récupération assistée du pétrole et du gaz naturel.

Le président présente les témoins.

M. Horler fait une déclaration préliminaire.

Les témoins répondent aux questions posées par les membres du Comité.

A 17 h 45, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

ATTESTÉ:

Le greffier du Comité

Aline Pritchard

Clerk of the Committee

EVIDENCE

Wednesday, December 10, 1980

[Text]

The Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline met this day at 5.00 p.m. to study its Order of Reference.

Senator Earl A. Hastings (*Chairman*) in the Chair.

The Chairman: Honourable senators, we will continue our examination of enhanced oil recovery.

On your behalf, I welcome from the Independent Petroleum Association of Canada Mr. Joseph Horler, Manager, Crude Oil Affairs. Mr. Horler was born and educated in the city of Calgary and is a graduate of the University of Calgary with a Bachelor of Commerce and Business Administration degree. He had eight years' oil industry experience with Sun Oil Company and Husky Oil Company prior to joining IPAC.

On my immediate right is Mr. Abougoush, who is the president of D & S Resource Engineering Ltd. He was born in Lebanon and immigrated to Canada in 1958. He is a graduate of the University of Alberta in engineering, 1970. Mr. Abougoush has also had over ten years' experience in the oil industry, five with Amoco Canada Ltd., and five with D & S Resource Engineering, all in the area of enhanced oil recovery. He has been a private oil consultant to the industry over the last five years.

I should like to welcome you gentlemen to this meeting of the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline. Mr. Horler, I believe you will make an opening statement.

Prior to Mr. Horler commencing his opening statement, I should tell honourable senators that D & S Resource Engineering Ltd. prepared a submission on behalf of IPAC to the National Energy Board, and I believe you have copies before you. Mr. Abougoush is here in this respect since his firm prepared the submission.

Mr. Joseph E. Horler, Manager, Crude Oil Affairs, Independent Petroleum Association of Canada: Mr. Chairman, honourable senators, the Independent Petroleum Association of Canada is pleased to have this opportunity to discuss its September, 1980, submission to the National Energy Board, which deals with the potential for tertiary recovery in Canada's major, light, medium and heavy oil pools.

The potential for tertiary recovery has been discussed at various times in the past; however, IPAC feels its potential contribution to the Canadian energy-supply picture has not been fully appreciated. Accordingly, IPAC commissioned D & S Resource Engineering Ltd. to study tertiary recovery potential in Canada from existing and identified light, medium and heavy oil pools at varying levels of producer netbacks.

The results clearly show that there is tremendous potential for the application of tertiary recovery programs in Canada, but that producers will only begin to undertake them when the level of netback increases.

TÉMOIGNAGES

Le mercredi 10 décembre, 1980

[Traduction]

Le comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord se réunit aujourd'hui à 17 h, pour étudier son ordre de renvoi.

Le sénateur Earl A. Hastings (*président*) occupe le fauteuil.

Le président: Honorables sénateurs, nous allons poursuivre notre examen sur la récupération assistée du pétrole.

En votre nom, je souhaite la bienvenue à M. Joseph Horler, Directeur, pétrole brut, de la Independent Petroleum Association of Canada. M. Horler est né dans la ville de Calgary où il a été éduqué. Il est bachelier en commerce et en administration des affaires, de l'Université de Calgary. Il avait déjà acquis huit ans d'expérience dans l'industrie pétrolière, dans les sociétés Sun Oil Company et Husky Oil Company, avant d'entrer à l'IPAC.

A ma droite se trouve M. Abougoush, président de D & S Resource Engineering Ltd. Il est né au Liban et a immigré au Canada en 1958. En 1970, il a obtenu son diplôme en génie à l'Université d'Alberta. M. Abougoush a également acquis dix années d'expérience dans l'industrie pétrolière dont cinq à la société Amoco Canada Ltd. et cinq à la D and S Resource Engineering Ltd. où il s'est occupée de la récupération assistée du pétrole. Au cours des cinq dernières années, il a rempli les fonctions d'expert-conseil privé auprès de l'industrie pétrolière.

Messieurs, je tiens à vous accueillir à cette réunion du comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord. M. Horler, je crois que vous avez une déclaration préliminaire à faire.

Mais auparavant, je dois signaler aux honorables sénateurs que D & S Resource Engineering Ltd. a préparé au nom de l'IPAC un mémoire destiné à l'Office national de l'énergie. Je crois que vous en avez des exemplaires devant vous. M. Abougoush se trouve ici au sujet de ce mémoire, étant donné que c'est sa société qui l'a préparé.

M. Joseph E. Horler, directeur du brut, Independent Petroleum Association of Canada: Monsieur le Président, honorables sénateurs, la Independent Petroleum Association of Canada est heureuse d'avoir l'occasion de discuter de son mémoire de septembre 1980, destiné à l'Office national de l'énergie, et qui traite de la récupération tertiaire, au Canada, des gisements importants d'huile légère, moyennement visqueuse et lourde.

Le potentiel de récupération tertiaire a déjà été discuté à diverses reprises. Toutefois, l'IPAC est d'avis que l'on n'a pas pleinement évalué sa contribution éventuelle à l'approvisionnement énergétique canadien. En conséquence, l'IPAC a chargé D & S Resource Engineering Ltd. d'étudier les possibilités de récupération tertiaires au Canada, à partir des gisements actuels d'huile légère, moyennement visqueuse et lourde, à divers niveaux de revenus nets pour le producteur.

Les résultats montrent clairement qu'il existe, au Canada, un potentiel formidable pour l'application des programmes de récupération tertiaires mais que les producteurs ne commenceront à y avoir recours que lorsque les revenus nets augmenteront.

[Text]

IPAC's study was conducted on a 1980-dollar basis with a low seven per cent rate-of-return criterion applied to each project. A rate-of-return cutoff, adjusted for inflation and increased costs of tertiary recovery projects, could severely limit the netback the producer actually receives. Additionally, IPAC also prepared two sensitivity cases for comparison purposes. The first assumed a 50 per cent increase in the cost of carbon dioxide used for injection purposes; the second a performance risk assessment where the success ratio was assumed to be less than 100 per cent.

Tertiary recovery programs cannot be implemented overnight. A long lead time is required from the design phase to the achievement of commercial production. As such, IPAC encourages governments to create the environment for investment in tertiary recovery programs now, with guarantees of increased revenue share to the producer and maintenance of a stable investment climate where producers can plan projects with a high level of certainty.

Since the IPAC submission was filed, the National Energy Program has been introduced. Tertiary recovery was recognized in the program by the intention to establish a price supplement for tertiary-recovered crude oil. The supplement of approximately \$14 per barrel will raise the total wellhead price paid to producers to around \$30 per barrel.

While pleased with the recognition that tertiary-recovered oil is going to be more expensive and, correspondingly, should be granted a higher price, IPAC is concerned with the actual portion of the supplement that will flow through to the producer after varying levels of government taxes and royalties. As yet, it is unclear how the provinces will react to this price supplement.

Also unclear is the definition of what qualifies as a tertiary recovery program and whether the producer will be able to qualify for the supplement at the implementation stage of a tertiary project or be forced to wait until he is actually producing incremental production.

IPAC has held meetings with federal officials on these particular issues and will continue to provide input as the administration of the program is developed.

Mr. Abougoush from D & S Resource Engineering Ltd. and I will now be pleased to answer any questions from the committee.

The Chairman: Thank you, Mr. Horler. You were using the word "netback". Perhaps you could explain the word "netback" to the members of the committee.

Mr. Horler: Yes. "Netback," is the flow of revenue to the producer after the deduction of all government taxes and royalties, both provincial and federal. In other words, it is a cash flow to the producer out of which he will have to pay all his capital and operating costs of the tertiary recovery program.

Senator Bielish: So the netback means all of your costs plus what you would net as your returns for your effort?

[Traduction]

L'étude de l'IPAC a été effectuée en prenant comme base le dollar de 1980 et en appliquant à chaque projet le faible critère d'un taux de rendement de 7 p. 100. Une limitation du taux de rendement, ajustée selon l'inflation et le coût accru des projets de récupération tertiaire, pourrait fortement limiter le revenu net que le producteur reçoit actuellement. En outre, l'IPAC a également préparé deux cas représentatifs aux fins de comparaison. Le premier présume une augmentation de 50 p. 100 du coût de l'anhydride carbonique utilisé pour l'injection. Le deuxième suppose une évaluation du risque de rendement où le coefficient de succès a été présumé inférieur à 100 p. 100.

Les programmes de récupération tertiaire ne peuvent pas être mis en œuvre du jour au lendemain. Un long délai sépare la conception de la production commerciale. L'IPAC encourage donc les gouvernements à créer maintenant l'environnement favorable aux investissements dans les programmes de récupération tertiaire, en garantissant une part accrue des revenus aux producteurs et le maintien d'un climat stable d'investissements, permettant aux producteurs d'établir leurs projets avec un degré de certitude élevé.

Depuis l'époque où le mémoire de l'IPAC a été déposé, le programme national sur l'énergie a été présenté. La récupération tertiaire a été admise dans le programme, puisqu'il prévoit établir un supplément de prix pour la récupération du brut tertiaire. Le supplément, qui est d'environ de \$14 le baril, portera le prix total à la tête de puits, payé aux producteurs, à environ \$30 le baril.

Bien qu'elle soit heureuse que l'on ait admis que la récupération du pétrole tertiaire va être plus onéreuse et qu'on doive en conséquence accorder un prix plus élevé, l'IPAC est préoccupée du montant réel du supplément dont bénéficiera le producteur, après divers niveaux de redevances et d'impôts gouvernementaux. Pour l'instant, on ne sait pas trop comment les provinces vont réagir à ce supplément de prix.

La définition de ce que l'on entend par un «programme de récupération tertiaire» est également peu claire et on ignore si le producteur pourra demander le supplément au stade de mise en œuvre d'un projet tertiaire ou s'il sera forcé d'attendre jusqu'à ce qu'il produise réellement un accroissement de la production.

L'IPAC a tenu des réunions avec les fonctionnaires fédéraux sur ces questions particulières et continuera à apporter sa contribution au fur et à mesure de l'évolution du programme.

M. Abougoush, de D et S Resource Engineering Ltd., et moi-même, serons heureux de répondre à toutes les questions du comité.

Le président: Je vous remercie Monsieur Horler. Vous avez utilisé les termes «revenus nets». Peut-être pourriez-vous les expliquer aux membres du comité.

M. Horler: Les «revenus nets» sont les recettes du producteur, après déductions de toutes les redevances et impôts gouvernementaux, tant provinciaux que fédéral. En d'autres termes, ce sont pour le producteur, les sommes qu'il utilisera pour payer ses frais d'immobilisation et d'exploitation du programme de récupération tertiaire.

Le sénateur Bielish: De sorte que les revenus nets signifiaient tous vos frais, plus ce que vous réaliseriez en retour de vos efforts?

[Text]

Mr. Horler: That is right. Out of the netback the producer would be required to pay his capital and operating costs and would generate his return on his investment.

The Chairman: You are unable to tell us as yet, on the basis of the program and the \$30 a barrel, what the netback will be?

Mr. Horler: Yes, I would say, at this point, we are unable to define it. Part of the reason is that the tertiary supplement will work in concert with the provincial programs and, as yet, we do not have a definition as to whether provincial royalties, for example, would be applicable on the tertiary supplement. This creates a problem for us in trying to assess what the \$30 translates back into as a number that the producer will have to work with.

When we prepared our initial submission, we talked in terms of netbacks because it allowed us to stay out of the arena of trying to decide what the royalties should be. We tried to create a report that showed what the producer could do, given the cash flow in his hands.

The Chairman: On page 4 of your submission, you say a producer netback of \$12 will lead to 176,000 barrels a day. If I use the breakdown of 43 per cent to the province, 23 per cent to the federal government and 33 per cent to the producer, would that translate your \$12 into about \$36 a barrel? I am using the figure that the industry will now receive, 33 per cent.

Mr. Horler: If you gross up the 33 per cent to a 100 per cent level, the \$12 could be interpreted to be \$36 at that point; that is correct.

The Chairman: The Canadian Petroleum Association, yourself and others have stated that about four billion barrels are available for exploitation, but Dr. Prince indicated in his statement that recovery could be at \$20 a barrel in 1978 dollars, which translates into \$27.50. Can you indicate why this difference in price arises?

Mr. M. S. Abougoush, P. Eng., President, D & S Resource Engineering Ltd.: I looked at Dr. Prince's study, although not in such detail as to compare the two sets of figures, but I would suspect that if there is any difference it would be due primarily to the cost factors of tertiary recovery components as well as the economic criteria he used. It may also relate to the method of predicting incremental recovery. We have not done a detailed assessment of his study and compared it to what we have done to see where the difference lies.

The Chairman: To come back to the energy program that has been announced, would you say that it is an incentive to tertiary recovery or a disincentive?

Mr. Abougoush: In the study we came to the conclusion that, based on present reading, prior to the budget there probably was not enough incentive to attract tertiary recovery projects. The incentive that was brought down in the budget is a step in the right direction. At least people will start to think more seriously about good projects. It is definitely a step in the right direction. This is the first time I am aware of that the

[Traduction]

M. Horler: C'est exact. Au moyen de ces revenus, le producteur devrait payer ses frais d'immobilisation et d'exploitation, et pourrait réaliser son bénéfice sur l'investissement.

Le président: A raison de \$30 le baril vous n'êtes pas, pour l'instant, en mesure de nous dire quelle sera le revenu net?

M. Horler: C'est exact: pour l'instant, nous sommes incapables de le préciser. Cela est partiellement dû à ce que le supplément tertiaire sera combiné aux programmes provinciaux et que, pour l'instant, nous ne savons pas si les redevances provinciales, par exemple, s'appliqueront aux supplément tertiaire. Cela nous complique la tâche d'évaluer ce que ces \$30 représentent effectivement pour le producteur.

Lorsque nous avons préparé notre premier mémoire, nous avons parlé de revenus nets, parce qu'ils nous évitaient de décider ce que seraient les redevances. Nous avons essayé de créer un rapport montrant ce que pouvait faire le producteur, compte tenu de son flux de liquidités.

Le président: A la page 4 de votre mémoire, vous dites qu'un retours net de \$12 pour le producteur représentera 176,000 barils par jour. Si j'utilise une répartition de 43 p. 100 pour la province, 23 p. 100 pour le gouvernement fédéral et 33 p. 100 pour le producteur, vos \$12 représenteraient-ils, environ, \$36 le baril? D'après le chiffre que j'utilise, l'industrie recevrait maintenant 33 p. 100..

M. Horler: Si vous majorez les 33 p. 100 jusqu'à un niveau de 100 p. 100, on pourrait dire que les \$12 représentent \$36, c'est exact.

Le président: La Canadian Petroleum Association, vous mêmes et d'autres, avez déclaré qu'environ 4 milliards de barils pourraient être disponibles pour l'exploitation mais, dans sa déclaration, M. Prince a précisé que la récupération pourrait s'élever à \$20 le baril en dollars de 1978, ce qui ferait \$27.50. Pouvez-vous indiquer la raison de cette différence de prix?

M. M. S. Abougoush, P. Eng., Président de D & S Resource Engineering Ltd.: J'ai lu l'étude de M. Prince, sans entrer dans les détails au point de comparer les deux séries de chiffres, mais je suppose que, s'il y a des différences, elles sont principalement attribuables au coût de récupération tertiaires, ainsi qu'aux critères économiques qu'il a utilisés. Elles pourraient également se rattacher à la méthode utilisée pour prévoir la récupération supplémentaire. Pour voir où se trouve la différence, nous n'avons pas procédé à une évaluation détaillée de son étude, en la comparant à nos résultats.

Le président: Pour en revenir au programme énergétique qui a été annoncé, diriez-vous qu'il s'agit d'un encouragement à la récupération tertiaire ou le contraire?

M. Abougoush: Dans l'étude, nous en sommes venus à la conclusion, en nous basant sur la situation actuelle, avant le budget, qu'il n'y avait probablement pas assez d'encouragements pour attirer les projets de récupération tertiaire. Les encouragements apportés par le budget constituent un pas dans la bonne direction. Les gens commenceront au moins à réfléchir plus sérieusement sur les bons projets. C'est décidé-

[Text]

federal government has taken this initiative to recognize that tertiary recovery is a higher-risk and higher-cost product and requires incentives.

The Chairman: Have you any suggestions as to other incentives?

Mr. Abougoush: Based on the studies done since the budget, there are a number of areas where additional incentives could be introduced. One is to maintain the price gap between the conventional and the tertiary for a longer period of time. Over the next decade, under the National Energy Program, the price of conventional and tertiary oil will converge.

Something else that I would see as an incentive would be the removal of the 8 per cent tax from the \$14 tertiary supplement; and yet another would be to have a better defined agreement the two levels of government as to the exact rules that will prevail. These would be some additional incentives, and they would go towards reducing the risks that exist in these projects.

The Chairman: Senator Guay is not here this afternoon. Had he heard you make that comment he would immediately have asked you to explain what you mean when you speak of risks. In his absence, I am going to ask you to try to explain to us the risks involved in tertiary recovery. You know you have so many barrels of oil down there. Where is the risk?

Mr. Abougoush: There are two types of risk in tertiary recovery, one being the technical risk and the other the economic risk. People sometimes talk about one or the other, or sometimes both in combination. In the submission that IPAC presented to the National Energy Board, we addressed both types of risk; that is, where we varied the cost of the material on the CO₂ by 50 per cent, and a reduction in the expected recovery of about 25 per cent.

In discussing the risk factors, I shall deal with the light and medium reservoirs first. Most of the potential that we have identified in the light and medium reservoirs is through the use of miscible flood processes. We used the CO₂ process as an example. In Canada we do not to date have any CO₂ projects underway, with the result that there is a risk in terms of what it is going to cost. We are doing all of the cost estimates from engineering studies, scaled from laboratories, or trying to get cost data from the United States and extrapolating it in terms of the situation in Canada. Of course, our reservoirs in Canada are different from those in the United States; our conditions and material costs are different. There are a good many factors that come into play, with the result that it is very difficult to use U.S. data to provide cost data in Canada. Yet, that is the only basis that we have at hand right now.

Even if we know that a project using CO₂ is going to work, we still do not know how much it will cost. The United States

[Traduction]

ment un pas dans la bonne direction. A ma connaissance, c'est la première fois que le gouvernement fédéral a pris cette initiative et a admis que la récupération tertiaire représente un risque plus élevé et un produit plus onéreux, qui appelle des encouragements.

Le président: Avez-vous des suggestions au sujet des autres encouragements?

M. Abougoush: Les études réalisées depuis le budget semblent indiquer qu'il existe un certain nombre de domaines où on pourrait avoir recours à des encouragements supplémentaires. L'un d'entre eux consiste à maintenir plus longtemps l'écart entre le conventionnel et le tertiaire. Cela est plus ou moins apparu en moins d'une décennie. Au cours des dix prochaines années, dans le cadre du Programme énergétique national, le prix du conventionnel et du tertiaire convergeront.

Je considérerais comme un autre encouragement la suppression de la taxe de 8 p. 100, sur les \$14 du supplément tertiaire. Un autre encouragement encore serait d'avoir un meilleur accord entre les deux paliers de gouvernement, quant aux règles qui prévaudront. Il s'agirait là de quelques encouragements supplémentaires qui contribueraient à diminuer les risques qui existent dans ces projets.

Le président: Le sénateur Guay n'est pas ici cet après-midi. S'il vous avait entendu formuler cette remarque, il vous aurait immédiatement demandé d'expliquer ce que vous entendez par risques. Eh son absence, je vais vous demander d'essayer de préciser les risques impliqués dans la récupération tertiaire. Vous savez que vous avez tant de barils de pétrole. Où est le risque?

M. Abougoush: Il existe deux risques dans la récupération tertiaire, l'un est d'ordre technique et l'autre d'ordre économique. Les gens parlent parfois de l'un ou de l'autre et, parfois, des deux à la fois. Dans le mémoire que l'IPAC a présenté à l'Office national de l'énergie, nous avons parlé des deux risques. C'est-à-dire que nous avons fait varier de 50 p. 100 le coût du CO₂ et envisagé une diminution d'environ 25 p. 100 dans la récupération prévue.

Au sujet des risques, je vais d'abord parler des petits et moyens réservoirs. Le potentiel que nous avons identifié dans les petits et moyens réservoirs provient, en majeure partie, dans l'utilisation du procédé de flux miscible. A titre d'exemple, nous avons utilisé le procédé CO₂. A ce jour, nous n'avons pas, au Canada, de projet CO₂ en cours, ce qui implique qu'il y a un risque du point de vue coût. Nous procédons à toutes les évaluations de coût, à partir d'études techniques que nous effectuons dans nos laboratoires, ou bien nous essayons d'obtenir à ce sujet des États-Unis des données que nous appliquons au Canada. Bien entendu, les réservoirs, au Canada, sont différents de ceux des États-Unis et il en est de même de nos conditions et du coût de nos matériaux. Beaucoup de facteurs entrent en jeu, de sorte qu'il est très difficile de se reposer sur les données américaines pour établir des coûts au Canada. Néanmoins, il s'agit là de la seule base dont nous disposons pour l'instant.

Même si nous savons qu'un projet où on utilise du CO₂ va réussir, nous ignorons ce qu'il nous en coûtera. Les États-Unis,

[Text]

is blessed with a high purity CO₂ resource underground, with the result that they can simply drill wells and pipe the CO₂ to the field and initiate the project. In Canada, unfortunately, our underground resource of CO₂ is very limited. Where it does exist it is in very remote areas. Our alternative is to take the CO₂ that is vented to the atmosphere in the flue gas of thermal power plants, of which there are a number in both Alberta and Saskatchewan. Unfortunately, the CO₂ content in that flue gas is about 12 per cent. Additionally, it is at a very low pressure. As of yet, we do not have the technology on a commercial basis to extract that 12 per cent CO₂, bring it to a high pure state and then compress it and send it to the field. So, in terms of risks, we do not know what the ultimate cost will be, and even if we do get the CO₂ in sufficient quantity, we still do not know whether or not it will measure up to our expectations.

When we are trying to determine how much oil we are going to get by way of tertiary recovery, we have to make an assumption as to the value of the residual oil saturation. That is the most critical parameter, and it is one of the most difficult to obtain. If we are wrong in the estimation of that residual oil saturation parameter, our incremental recovery will vary accordingly. In our submission, we have tried to demonstrate that even a small error can have a significant effect on the economics of the project.

Turning to the heavy oil fields, we do not as yet have a commercial project that uses either steam or combustion. Again, we are trying to scale pilot projects in terms of both performance and cost, and it becomes very difficult to do that. This, again, is where the risk factor comes in.

Still dealing with heavy oil—and this also pertains to light oil—there are ways to reduce these risks, one of which is through pilot projects. However, even if a pilot project works in one pool, that does not necessarily mean that, once adapted to another pool, it will work. There is always the expenditure and the lead time required to put a pilot project in place in the individual pools, always not knowing whether the project will work. There is that added risk.

The Chairman: What percentage of your investment is in pilot projects? By engaging in pilot projects you cut your ultimate risks, do you not?

Mr. Abougoush: Of course, and this is the reason we make these expenditures on these pilot projects. If we are looking at an expenditure of half a billion dollars on a heavy oil project, it may be wise to spend \$25 million on a pilot project to iron out any technical risks that may be involved. However, the fact that you spend \$25 million on a pilot project in one area does not give you any guarantees. You may have to spend that much money again to test the technology in another pool.

The Chairman: On page 4 of your submission you say that of a \$24 netback you predict an incremental production of 567,000 barrels a day. You are saying that the higher the price of oil, the higher the netback, the more oil that can be produced.

[Traduction]

forts de leurs ressources souterraines de CO₂ très pur, peuvent simplement forer des puits, canaliser le CO₂ vers le chantier et amorcer le projet. Malheureusement, au Canada, les ressources souterraines de CO₂ sont très limitées et ne se trouvent que dans des régions extrêmement isolées. Il nous reste la possibilité de prendre le CO₂ qui est dégagé dans l'atmosphère dans le gaz de carneau des usines thermiques dont un certain nombre se trouvent en Alberta et en Saskatchewan. Malheureusement, la concentration de CO₂ dans ce gaz de carneau est d'environ 12 p. 100. En outre, il est à très faible pression. Pour l'instant, nous ne possédons pas la technologie pour extraire commercialement purifiés, comprimés et canalisés vers le chantier ces 12 p. 100 de CO₂. Il en résulte qu'en termes de risques, nous ne connaissons pas le coût définitif et, même si nous obtenons du CO₂ en quantité suffisante, nous ne savons si cette quantité correspondra ou non à nos espérances.

Lorsque nous essayons de déterminer la quantité de pétrole que nous allons obtenir au moyen de la récupération tertiaire, nous devons faire une approximation de l'importance de la saturation en huile résiduelle. Ce paramètre est le plus critique et l'un des plus difficiles à obtenir. Si nous nous trompons dans son évaluation, notre récupération supplémentaire variera en conséquence. Dans notre mémoire, nous avons essayé de démontrer que la moindre erreur peut avoir des répercussions importantes sur l'économie du projet.

Si nous passons au domaine des huiles lourdes, nous ne disposons pas, pour l'instant, de projet commercial qui utilise la vapeur ou la combustion. Une fois encore, nous essayons de concevoir des projets pilotes en termes de rendement et de coût, ce qui devient très difficile. Une fois encore, le facteur risque entre en ligne de compte.

En ce qui concerne toujours l'huile lourde—et cela s'applique également à l'huile légère—il existe des moyens de réduire ces risques dont l'un consiste à avoir recours à des projets pilotes. Toutefois, même si un projet pilote est valable pur un gisement, cela ne signifie pas nécessairement qu'il le sera pur un autre gisement. Il faut toujours compter avec les dépenses et le délai nécessaire pur amorcer un projet dans des gisements donnés, ne sachant jamais si le projet fonctionnera. Il y a ce risque supplémentaire.

Le président: Quel est le pourcentage de vos investissements dans les projets pilotes? En vous lançant dans ces projets, vous diminuez vos risques éventuels, n'est-ce pas?

M. Abougoush: Bien entendu, et c'est ce qui explique toutes ces dépenses pour les projets pilotes. Si nous prévoyons une dépense d'un demi milliard de dollars dans un projet d'huile lourde, il peut être sage de dépenser \$25 millions dans un projet pilote, afin d'éliminer les risques techniques. Toutefois, le fait que vous dépensiez \$25 millions à un projet pilote dans un domaine ne vous donne aucune garantie. Vous pouvez être obligés de dépenser autant d'argent pour mettre à essai la technologie dans un autre gisement.

Le président: A la page 4 de votre mémoire, vous parlez d'un retour de \$24, vous prédisiez une production supplémentaire de 567,000 barils par jour. Vous déclarez que, plus le prix du pétrole est élevé, plus le retour net est élevé, plus vous pouvez produire de pétrole.

[Text]

Mr. Abougoush: That is correct. A greater number of projects become economic at the higher price level and qualify, and therefore we have followed a plan of implementing tertiary on these projects, with the result that they will contribute to this high production level at that point in time.

The Chairman: You had better go through that again. Incidentally, you are the first witness to say this. You had better go through it again.

Mr. Abougoush: In our study, Mr. Chairman, we showed varying ranges of producer netbacks, ranging from \$8 to \$24 per barrel. We then modelled that against the 169 oil pools in deciding whether, in economic terms, they would qualify for tertiary recovery at the varying levels of netback. As the netback went up, more pools qualified for the implementation of tertiary recovering; correspondingly, we were able to increase the incremental production, and we scaled up the project over a period of years, leading to this production level in 1995.

Senator Bielish: This is all theoretical.

Mr. Horler: Perhaps I might elaborate. In our study, we looked at a resource base in western Canada primarily, and we then established certain economic criteria. We assumed all 1980 constant dollars. We did not put in an escalation factor. We then assumed a rate of return of 7 per cent and predicted a tertiary recovery performance for each of these pools. We then took the total pool base and, on the basis of the performance prediction and the cost criteria, applied a netback. The first time we went around we put the netback at \$8 a barrel. Most of those pools did not meet the economic criteria. They were negative. Therefore, we did not include them. We then upped the netback to \$12, at which level some of the pools met the economic criteria. As we increased the netback, more pools were added to the resource base. This is how we obtained the tertiary recovery prediction. We added all the pools that qualified to a certain netback, so that as you increase the netback, then the marginal pools start becoming more viable or start to meet the economic criteria.

Senator Molgat: When you talk about four billion potential barrels, that is at \$24?

Mr. Abougoush: We had incremental reserves based on a netback and it works back to \$24.

Senator Molgat: So presumably if that were a higher figure there would be greater resources?

Mr. Horler: We took it further. We took it to a no-limit stage where there would be no economic restrictions. You paid the producer whatever it cost. This pushed the incremental reserves to close to 6.5 billion barrels. But we discounted that.

[Traduction]

M. Abougoush: C'est exact. Un plus grand nombre de projets deviennent économiques au prix le plus élevé, tout en remplissant les conditions requises. En conséquence, nous avons poursuivi un plan de mise en œuvre tertiaire pour ce qui concerne ces projets, pour qu'ils contribuent éventuellement à ce taux élevé de production.

Le président: Répétez, s'il vous plaît. Soit dit en passant, vous êtes le premier témoin à dire cela. Veuillez donc répéter.

M. Abougoush: Monsieur le président, dans notre étude, nous avons rapporté, pour le producteur, des revenus nets variables, s'échelonnant de \$8 à \$24 le baril. Nous les avons ensuite appliqué aux 169 gisements pétroliers pour décider si, en termes économiques, ils rempliraient les conditions requises pour la récupération tertiaire à des niveaux variables de revenus nets. Au fur et à mesure que le revenu net augmentait, davantage de gisements remplissaient les conditions requises pur la mise en œuvre du tertiaire. Nous avons pu également augmenter la production supplémentaire et nous avons échelonné le projet sur un certain nombre d'années, en aboutissant à ce niveau de production en 1995.

Le sénateur Bielish: Tout cela est théorique.

M. Horler: Je pourrais peut-être entrer dans les détails. Dans notre étude, nous avons principalement examiné une base de ressources dans l'Ouest du Canada et nous avons ensuite établi certains critères économiques. Nous avons tout évalué en dollars constants de 1980. Nous n'avons pas introduit de facteur d'indexation. Nous avons ensuite présumé un taux de rendement de 7 p. 100 et prédit un rendement de récupération tertiaire pour chacun de ces gisements. Ensuite, nous avons pris la base totale du gisement et, en nous fondant sur les prédictions de rendement et les critères de coût, nous avons appliqué un retour net. La première fois, nous avons fixé le retour net à \$8 le baril. La plupart de ces gisements n'ont pas satisfait aux critères économiques. Ils ont été négatifs. En conséquence nous ne les avons pas inclus. Nous avons ensuite porté le retour net à \$12 et, à ce niveau, certains des gisements ont été admissibles. Au fur et à mesure que nous augmentions le retour net, un plus grand nombre de gisements a été adjoint à la base des ressources. C'est ainsi que nous avons obtenu une prédiction de récupération tertiaire. Nous avons ajouté tous les gisements remplissant les conditions requises pour un revenu net déterminé, de sorte qu'au fur et à mesure que vous augmentez le revenu net, les gisements marginaux commencent à devenir plus viables ou à satisfaire aux critères économiques.

Le sénateur Molgat: Lorsque vous parlez de quatre milliards éventuels de barils, il s'agit de \$24 le baril?

M. Abougoush: Nous avions des réserves supplémentaires basées sur un revenu net qui vous donne \$24.

Le sénateur Molgat: Donc, si ce chiffre était plus élevé, les ressources le seraient aussi?

M. Horler: Nous sommes allés plus loin. Nous l'avons porté au stade où il n'y aurait pas de restrictions économiques. Vous avez payé au producteur ce que cela coûtait. Cela a poussé les réserves à près de 6.5 milliards de barils. Toutefois, nous n'en

[Text]

It was not a factor in our study because it was everything beyond \$24 netback.

Senator Molgat: Was that done in stages or did you go to it directly in one jump?

Mr. Abougoush: No. What we did there was, we did not consider economics at all. Economics was not a criterion, only technology was considered.

Senator Molgat: But below that four billion you did it in stages?

Mr. Abougoush: Yes.

Senator Molgat: And above it you did not do it in stages.

Mr. Horler: No, we did it in one jump.

The Chairman: Could I ask a general question as to what priority industry is placing on enhanced oil recovery compared to the tar sands and conventional crude? Is it a high priority?

Mr. Abougoush: In the oil sands you are referring primarily to two types of technology. One is the mining and the other is the *in situ*. The mining is limited to major oil companies that have a land holding in the Athabasca area. As far as the *in situ* is concerned, there are a lot of people involved in that, but they are the same people as are involved in the tertiary recovery of the light and the medium. So, it is pretty hard to say that they are putting more emphasis on one area rather than another. I think they are trying to pursue both areas.

The Chairman: If we go back to the restraints, where you indicated a tax on LPG of 8 per cent, the wellhead tax, could you explain to the committee how that 8 per cent could act as a restraint?

Mr. Abougoush: The 8 per cent tax is this. You take your gross revenue and deduct certain expenses, and the federal government will take 8 per cent of whatever is left over. I think—and this is my personal view—some of these projects would be more attractive to pursue as far as producers are concerned if there was no levy on the \$14 incentive. My feeling is that an incentive of approximately \$14 a barrel, should not be taxed like the base of \$16 a barrel. That is an area the government could forego on that \$14 a barrel.

As far as the other area is concerned, where I discussed the gap in the incremental prices as between conventional and tertiary, where they sort of merge in the latter part of this decade, it takes quite a while for a lot of these projects to be initiated. If they are going to go with CO_2 , they have to find the source, build the pipelines and drill all the wells, and by the time a lot of these projects are initiated the gap between conventional and tertiary has narrowed considerably and the economic justification for putting in these projects may not exist. So the gap, I sort of feel, has to continue farther into the future.

[Traduction]

avons pas tenu compte. Cela n'a pas été un facteur dans notre étude, parce que le revenu net était supérieur à \$24.

Le sénateur Molgat: Avez-vous procédé par étape ou directement en une seule fois?

M. Abougoush: Non. Nous avons fait abstraction du point de vue économique. Seule la technologie entrainait en ligne de compte.

Le sénateur Molgat: Mais en-deçà de ces quatre milliards, avez-vous procédé par étape?

M. Abougoush: Oui.

Le sénateur Molgat: Et en plus, vous ne l'avez pas fait par étapes.

M. Horler: Non, nous l'avons fait d'un seul coup.

Le président: Permettez-moi de poser une question d'intérêt général. Quelle priorité l'industrie accorde-t-elle aux méthodes de récupération assistée par rapport aux sables bitumineux et au pétrole brut conventionnel? Accorde-t-on à ces méthodes une grande priorité?

M. Abougoush: Pour ce qui est des sables bitumineux, il s'agit surtout référence de deux techniques: la première est l'exploitation minière et la seconde est l'exploitation *in situ*. Seules les grosses compagnies pétrolières ayant des terrains dans la région de l'Athabasca se livrent à l'exploitation minière. Pour ce qui est de l'exploitation *in situ*, beaucoup d'entreprises se sont engagées dans ce type d'exploitation; cependant, elles font également de la récupération tertiaire de pétrole léger et moyen. Ainsi, il est assez difficile de dire si elles accordent plus d'importance à un domaine qu'à un autre. Je crois que l'importance accordée est la même.

Le président: Revenons maintenant aux restrictions; vous nous avez parlé d'une taxe sur le GPL (gaz de pétrole liquéfié) de 8 p. 100, la taxe à la tête de puits, pourriez-vous expliquer aux membres du comité comment cette taxe de 8 p. 100 constitue une restriction?

M. Abougoush: Je vais vous expliquer ce qu'est cette taxe de 8 p. 100. Vous déduisez de votre revenu brut certaines dépenses et le gouvernement fédéral reçoit 8 p. 100 du solde. Je crois, et c'est un avis personnel que je donne, que les producteurs seraient plus intéressés à certains de ces projets si l'encouragement n'était pas taxé et à mon avis, c'est un encouragement d'environ \$14 le baril et une partie de cet encouragement ne devrait pas être imposée comme l'est la base de \$16 le baril. C'est un domaine que le gouvernement pourrait abandonner, ces \$14 le baril.

Pour ce qui est de l'autre domaine, où j'ai traité de l'écart entre les prix d'encouragement entre le pétrole conventionnel et le pétrole de récupération tertiaire, où les prix se fusionnent plus ou moins dans la dernière partie de la présente décennie, la mise en œuvre de beaucoup de ces projets nécessite passablement de temps. Si la récupération doit se faire avec le CO_2 , il faut trouver la source, construire le pipe-line, creuser les puits et d'ici à ce que bon nombre de ces projets soient mis en œuvre, l'écart de prix entre le pétrole conventionnel et le pétrole de récupération tertiaire aura rétréci considérablement et la justification économique de ces projets pourraient ne plus

[Text]

Mr. Horler: One other question that was also raised related to the taxes that will now be imposed on LPGs under the national energy program. Some of these tertiary recovery projects will be dependent on the injection of LPGs, liquid petroleum gases, into reservoirs. With the tax on that, it means that the company that is going to invest in that type of tertiary recovery will be getting a supplement, but at the same time they will have to pay the new tax being imposed on LPGs. Subsequently, during the tertiary recovery process, those LPGs are produced and re-injected, and there has been concern expressed to officials of EMR that we should not have to pay tax on the re-injection of those materials.

The Chairman: What you are saying is that LPGs used for injection in the enhanced recovery should be exempt from the 8 per cent tax?

Mr. Horler: Actually the LPGs have a separate tax on them. It is not really the 8 per cent; it is a different level of tax. But if they were free from tax they would provide more of an encouragement to a producer who is going to be acquiring them for tertiary projects to purchase them.

The Chairman: Would the incentive program, the 10 per cent for 50 per cent Canadian-owned and the 35 per cent for 75 per cent Canadian-owned, not be an incentive to the front-end costs of these projects? I am speaking of the petroleum incentive program which is part of the national energy policy.

Mr. Abougoush: On the Canadian content?

The Chairman: On the Canadian company.

Mr. Abougoush: We were trying to run some cases to see what effect this would have on the economics, and there are certain benefits to those companies that are Canadian, in that they would receive this incentive. But I think the 8 per cent tax more than offsets the incentives that they could get back.

The Chairman: But we understood from previous witnesses that you have a very heavy front-end investment.

Mr. Abougoush: That is correct. The Petroleum Incentive Program from zero per cent up to 20 per cent. The 33½ per cent was the depletion allowance.

Mr. Horler: And the depletion allowance has been reduced from 50 per cent, pre budget.

The Chairman: The depletion allowance has been reduced, but the grant has been instituted.

Mr. Horler: I guess in simple terms it must be of some benefit. I think economically we are trying to verify whether in fact it is not offset by the imposition of the 8 per cent tax. Obviously we would like to get the grant without the tax, because that would be even more of an incentive to the industry.

[Traduction]

être économiquement justifiables. Ainsi, à mon avis, il faut maintenir cet écart à l'avenir.

M. Horler: On a également soulevé une question à propos des taxes qui seront imposées sur les GPL en vertu du programme énergétique national. Certains des projets de récupération tertiaire feront appel à l'injection de GPL, de gaz de pétrole liquide, dans les réservoirs. Si la taxe est imposée, l'entreprise qui fera des investissements dans ce genre de récupération tertiaire recevra un supplément, mais elle devra également verser la nouvelle taxe imposée sur les GPL. En outre, dans le processus de récupération tertiaire, des GPL sont produits et ré-injectés et nous avons fait savoir aux fonctionnaires du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources que nous ne devrions pas payer une taxe sur la ré-injection de ces gaz.

Le président: Vous voulez dire que les GPL utilisés dans les projets de récupération assistée devraient être soustraits à la taxe de 8 p. 100?

M. Horler: En réalité, les GPL font l'objet d'une taxe différente. Ce n'est pas vraiment une taxe de 8 p. 100, c'est une taxe différente. Mais si ces gaz n'étaient pas imposés, le producteur qui doit en acheter pour ses projets de récupération tertiaire serait plus encouragé à les acheter.

Le président: Le programme d'encouragements, soit la remise de 10 p. 100 pour une participation canadienne de 50 p. 100 et une remise de 35 p. 100 pour une participation canadienne de 75 p. 100, ne serait-il pas un encouragement pour les coûts de démarrage de ces projets? Je parle ici du programme d'encouragements pétroliers mis sur pied dans le cadre de la politique énergétique nationale.

M. Abougoush: Sur la participation canadienne?

Le président: Sur l'entreprise canadienne.

M. Abougoush: Nous essayons de faire des calculs quant à l'incidence de ce programme sur la rentabilité et les entreprises canadiennes profiteront de cet encouragement. Mais je crois que la taxe de 8 p. 100 représente beaucoup que ce qu'ils retireront du programme d'encouragements.

Le président: Mais nous avons cru comprendre, dans le témoignage d'autres témoins, que l'investissement de départ est très lourd.

M. Abougoush: C'est vrai. Le Programme d'encouragements pétroliers varie de zéro à 20 p. 100 du coût. Le 33½ p. 100 représente l'indemnité d'épuisement des réserves.

M. Horler: Ainsi, cette indemnité a été réduite de 50 p. 100 avant le budget.

Le président: L'indemnité d'épuisement des réserves a été réduite, mais la subvention a été instituée.

M. Horler: J'imagine qu'en définitive il doit y avoir certains avantages. Je crois que d'un point de vue économique, nous essayons d'établir si cet avantage n'est pas, en réalité, éliminé par l'imposition de la taxe de 8 p. 100. Bien sûr, nous aimerions recevoir la subvention sans avoir à payer la taxe; là, le gouvernement accorderait un vrai encouragement à l'industrie.

[Text]

Mr. Abougoush: I guess one of the problems we have is in definition. The 20 per cent, assuming a maximum Canadian content, pertains to certain approved expenditures. Now supposing these are capital expenditures, in most of these projects the major cost components are treated as operating costs, so it becomes very difficult to optimize on that. In a chemical floor project essentially all the costs are treated as an operating cost and really do not qualify for the incentive. The 20 per cent does not amount to very much. With CO₂, if an operator could not, for one reason or another, build a plant to manufacture or recycle his own CO₂, he would be purchasing it from a carrier, and that would be treated as an operating cost—as we have done in our submission. So, the 20 per cent incentive for the majority of Canadian ownership does not really amount to too much relative to the 8 per cent tax. That is where it becomes difficult to say that one may outweigh the other. My feeling is that the 8 per cent tax would be a much higher burden on the producer than the incentive that he would get back.

Mr. Horler: In that vein, I think the National Energy Board has related to the supply demand hearing, wherein IPAC filed its report, requested all submitters to review the terms of the National Energy Program and provide them with an assessment directly related to that company's or association's submission no later than the end of this year. IPAC is currently working on that, and we have not yet finished all our assessment. We are doing some more computer analysis and we are trying to relate, as I indicated earlier, what the wellhead price, plus the tertiary supplement, will translate back to in terms of a net back, to try to discern where it would go on our curves.

Mr. Abougoush: It will be a difficult matter, and perhaps I could explain why. The netback, as we define it, is what is left over to the producer after you deduct the royalties and taxes. It becomes difficult to try to calculate what the taxes and royalties will be. The different provinces have different royalty structures. Every pool has a different royalty structure. So, right off the bat you cannot say that \$30 per barrel now will be equal to \$12.25 a barrel, and every company has a different tax régime.

What we shall probably end up doing is giving them a whole bunch of ranges for different conditions. It would be very difficult to come up with a number as to what it will equate to.

Senator Molgat: The present netback is around \$8 per barrel.

Mr. Abougoush: That is also difficult to say, because it varies from pool to pool because of these factors. We had made an average, a round figure.

Mr. Horler: The range of netbacks that have been discussed by industry, by various companies, go from \$5 to \$8, so the \$8 in our low case is probably a good base starting point.

The Chairman: To summarize, I believe you have told us that the program does offer incentives, the \$30 per barrel and the PIP program, but you are not certain that it is enough.

[Traduction]

M. Abougoush: Je crois que nous nous heurtons à un problème de définition. Les 20 p. 100, en supposant une participation canadienne maximale, touchent certaines dépenses approuvées, disons des dépenses d'investissement. Dans la majorité de ces projets, l'exploitation accapare la majorité des coûts, ainsi il devient très difficile de capitaliser sur cela. Dans le cas de l'injection de produits chimiques toutes les dépenses seront comptabilisées dans les coûts d'exploitation et n'entrent pas vraiment dans les calculs aux fins du programme d'encouragement. Les 20 p. 100 ne signifient pas grand-chose. Prenons l'exemple du CO₂, si un exploitant ne peut pas, pour une raison ou pour une autre, construire une usine de fabrication ou de recyclage du CO₂, il devra acheter ce gaz et ainsi ce coût entrera dans les coûts d'exploitation, comme nous l'avons fait dans notre mémoire. Ainsi, l'encouragement de 20 p. 100 pour une participation canadienne est passablement insignifiant à comparer à la taxe de 8 p. 100. C'est là qu'il devient difficile de déclarer que les deux s'équilibrent. Je crois que le producteur souffrira beaucoup plus de la taxe de 8 p. 100 qu'il ne profitera du programme d'encouragement.

M. Horler: Dans la même veine, dans le cadre de ses audiences sur l'approvisionnement là où l'IPAC a déposé son mémoire, l'office national de l'énergie a demandé à tous les intéressés d'étudier le programme énergétique national et de lui en remettre une évaluation au plus tard à la fin de l'année. L'IPAC exécute actuellement cette évaluation, mais nous ne l'avons pas encore terminée. Nous travaillons sur ordinateur et nous essayons de mettre en rapport, comme je l'ai expliqué précédemment, ce que le prix à la tête de puits et le «supplément tertiaire» signifieront pour ce qui est du rendement net. Nous essayons de voir où tout cela s'insère.

M. Abougoush: C'est une étude difficile et je peux vous expliquer pourquoi: Le rendement net, comme nous le définissons, c'est ce qui reste aux producteurs après avoir déduit les redevances et les taxes. Il devient donc difficile de calculer les taxes et les redevances. Chaque province a sa propre structure de redevances, tout comme chaque gisement. Ainsi, dès le départ, on ne peut pas dire que \$30 le baril équivaldront à \$12.25 le baril et chaque entreprise a son propre régime fiscal.

Ainsi, ce que nous ferons probablement, c'est de remettre à l'Office national de l'énergie une fourchette de chiffres applicables aux différentes conditions. Il serait très difficile d'en arriver à un chiffre précis.

Le sénateur Molgat: A l'heure actuelle, le rendement net est d'environ \$8 le baril.

M. Abougoush: Là encore, c'est difficile à dire, car le pourcentage varie d'un gisement à l'autre. Nous avons fait une moyenne.

M. Horler: Les différentes entreprises nous ont parlé de rendement net variant entre \$5 et \$8. Ainsi, le faible rendement de \$8 dans notre cas constitue probablement un bon point de référence.

Le président: En résumé, je crois que vous nous avez dit que le programme offre réellement des encouragements: \$30 par

[Text]

Mr. Horler: We are not certain that it is enough, and we are still not certain whether it will find its way back to the producer. I believe part of that problem is the creation of the provinces as well, because at this point in time there is reluctance on their part to define what their royalty structure will be on that incentive portion. As federal-provincial discussions continue, hopefully it will be clarified to industry what their position will be. One of the other areas that we have been talking with them about is who will approve these projects, whether it will be federal or provincial approval. I think it has to be joint consideration, between both bodies.

The Chairman: Incidentally, we would be interested in receiving your re-run of the study in the light of the budget, if you would be kind enough to make that available.

Mr. Horler: We shall be pleased to let you have that.

The Chairman: Are there any further questions? There is one question that we have posed on two or three occasions, and we might have the benefit of your views. It concerns the manpower available for these projects. What research is being done to make the manpower available to put these projects on-stream in the future?

Senator Bielish: What is the requirement?

Mr. Abougoush: In the petroleum industry we are, with time, becoming more and more technically sophisticated. When we first started drilling the wells it was relatively easy; we did not need the high level of sophistication. That now becomes a very important factor. There has to be a lot of research and development done in Canada. Historically we have always relied on the United States to do the basic research and development. We take it, modify it, and apply it in Canada.

With regard to tertiary recovery, things are quite different. In the United States, most of their oil reservoirs are sandstone reservoirs, while most of our light and medium oil are in carbonate reservoirs. The chemical process that works with the sandstone reservoirs in the U.S. will not be applicable to the carbonate reservoirs in Canada; so we need to do more R&D in Canada. Unfortunately, up until now it has been on a relatively low scale, and we have not trained or developed the high technical base for that. With all these projects going on stream it will become a very serious problem. The more projects that we get under way, the more people we train; We will make a lot of mistakes initially—with the CO₂ and thermal projects—because we have not done any before, and that adds to the risk factor.

Senator Bielish: Where are those people being trained, if they are being trained?

[Traduction]

baril et le programme PEP. Mais vous n'êtes pas certain que cela suffise.

M. Horler: Nous ne sommes pas certains que cela suffise et nous ne sommes toujours pas certains que cet argent reviendra au producteur. Je crois qu'une partie du problème découle également de ce que les provinces, à l'heure actuelle, hésitent à définir leur structure de redevances quant à cette portion d'encouragement. Espérons qu'à mesure que se dérouleront les discussions fédérales-provinciales, la position de l'industrie se précisera. Nous avons également discuté avec l'Office national de l'énergie du gouvernement qui devra approuver ces projets, est-ce que ce sera le gouvernement fédéral ou les gouvernements provinciaux? Je crois qu'il s'agit là du genre de questions sur lesquelles doivent se pencher les deux secteurs.

Le président: Nous aimerions recevoir votre version de l'étude tenant compte du budget, si vous voulez nous la remettre.

M. Horler: Avec plaisir.

Le président: Y a-t-il d'autres questions? Il y a un sujet dont nous avons déjà discuté deux ou trois fois et à propos duquel j'aimerais avoir votre opinion. Cela concerne la main-d'œuvre de ces projets. Quel genre de recherches fait-on pour trouver la main-d'œuvre nécessaire à ces projets?

Le sénateur Bielish: Quelles sont les exigences?

M. Abougoush: A mesure que le temps passe, l'industrie du pétrole fait appel à des techniques de plus en plus complexes. Lorsque nous avons commencé à forer les puits, les techniques étaient relativement simples, nous n'avions pas besoin d'employés spécialisés. La spécialisation est maintenant un facteur très important. Il faut faire beaucoup de travaux de recherche et de développement au Canada. Historiquement, nous nous sommes toujours fiés aux États-Unis pour faire nos travaux essentiels de recherche et de développement. Nous prenions le résultat de leurs travaux, nous le modifions et nous l'appliquons au Canada.

Pour ce qui est de la récupération tertiaire, la situation est passablement différente. Aux États-Unis, la majorité des gisements de pétrole se retrouve dans des réservoirs gréseux alors qu'au Canada, la majorité de notre pétrole léger et moyen se trouve dans des réservoirs carbonatés. Le procédé chimique appliqué aux réservoirs gréseux des États-Unis ne pourra servir aux réservoirs carbonatés du Canada; par conséquent, nous devons faire plus de recherche et de développement au Canada. Malheureusement, jusqu'à maintenant, ces travaux se sont faits sur une échelle relativement modeste et nous n'avons pas les compétences très spécialisées nécessaires. Lorsque tous ces projets seront en marche nous aurons des problèmes très graves. Plus nous aurons de projets et plus nous formerons de personnes. Nous ferons, à l'origine, beaucoup d'erreurs, dans les projets faisant appel aux techniques de CO₂ et aux techniques thermiques, car nous n'avons jamais rien fait dans ce sens auparavant et le risque est plus grand.

Le sénateur Bielish: Où ces gens vont-ils pour se former, le cas échéant?

[Text]

Mr. Abougoush: The Canadian petroleum industry is well respected worldwide. We have the know-how and it becomes a matter of training the people we have. It is a problem that we have to face. AOSTRA, for instance, is providing a lot of scholarships, fellowships, graduate programs and that type of thing. There are research councils in various provinces. Primarily many companies have not trained a lot of people in those areas because they did not think that down the road it would contribute a lot, because the incentives were not there. One way to resolve the problem is to take the uncertainty away so that companies will know that there is going to be potential from this type of recovery technique, and they will transfer people and put money in training their people, either in their U.S. operations or opening research centres in Canada. I think the incentive program would work in favour of training more people, and more people would go into that type of work knowing there is a good future for them.

Senator Bielish: Would they come up within the industry?

Mr. Abougoush: Primarily that is where we get most of the people.

Senator Bielish: What about the beginners? Where does the industry choose its original personnel?

Mr. Abougoush: Primarily from universities, technical institutions, and also operators in the field. Primarily it is at the various levels of education.

Senator Rowe: We hear a good deal about the need for skilled labour and the need to train people in these projects. I have not seen any figures concerning the percentage of unskilled labour required, if any, in these projects. In the east we use the term, "pick and shovel men." When a contractor is building a school, he would have carpenters and other skilled men, but he would also have so many labourers with no particular training or any particular aptitude or expertise. What is the percentage of unskilled men in that sense?

Mr. Abougoush: We have not done any studies to determine that. However, a good reference would be the Cold Lake project, where Esso resources did an excellent study on the types of manpower that would be required. This pertained primarily to the construction phase, and during that period there would be a certain requirement for unskilled labourers. During the technical evaluation of the project, of course, a skilled type of manpower will be required. In the field most of the work is very complicated and very technically-oriented, so there would be a limited demand for unskilled labourers, although some would be required for maintenance and that type of thing. During the construction phase I would think a higher percentage of unskilled labourers would be required.

Senator Rowe: You do not have any figures with you?

Mr. Abougoush: No, I do not.

Senator Williams: You make reference to the fact that Canada had to rely on the research of the United States industry. Do you visualize, whether it takes four, five or ten

[Traduction]

M. Abougoush: L'industrie canadienne du pétrole est bien respectée dans le monde. Nous avons l'expertise et c'est une question de former nos employés. C'est un problème auquel nous devons faire face. L'AOSTRA, par exemple, donne des bourses et subventionne des programmes d'études supérieures. Il y a aussi les conseils de recherches des provinces. A l'origine, bon nombre d'entreprises n'ont pas voulu former beaucoup d'employés dans ce domaine, car elles ne pensaient pas que ces compétences seraient nécessaires à la longue, car le programme d'encouragements n'existait pas. Une partie de la solution au problème consiste à supprimer les incertitudes, afin que les entreprises sachent qu'elles pourront tirer quelque chose de ces techniques de récupération; elles affecteront alors des gens et de l'argent à la formation, que ce soit dans leurs installations aux États-Unis, ou en ouvrant des centres de recherches au Canada. Par conséquent, je crois que le programme d'encouragements favoriserait également la formation d'un plus grand nombre d'employés, qui seraient attirés dans cette spécialisation prometteuse.

Le sénateur Bielish: Cette main-d'œuvre viendrait-elle de l'industrie du pétrole?

M. Abougoush: C'est notre principal réservoir de candidats.

Le sénateur Bielish: Et ceux qui veulent commencer à travailler dans l'industrie du pétrole, que doivent-ils faire?

M. Abougoush: Nous recrutons principalement des universités, des collèges techniques et chez les exploitants. Mais surtout dans les diverses institutions.

Le sénateur Rowe: Nous entendons souvent parler du besoin d'une main-d'œuvre spécialisée et du besoin de la former, en vue de ces projets. Je ne connais pas la quantité de la main-d'œuvre non qualifiée nécessaire pour ces projets. Dans l'Est, ce sont des «employés au pic et à la pelle». Lorsqu'un entrepreneur construit une école, il engage des charpentiers et d'autres ouvriers spécialisés, mais il lui faut aussi des manœuvres. Quel est le pourcentage de ces manœuvres?

M. Abougoush: Nous n'avons pas fait d'étude à ce sujet. Cependant, on peut se référer au projet Cold Lake où la compagnie Esso a fait une excellente étude des types de main-d'œuvre nécessaires. Cette étude portait surtout sur la phase de construction et, bien sûr, pendant cette période, il y aura une certaine demande d'ouvriers non spécialisés. La phase d'évaluation technique du projet nécessitera bien entendu de la main-d'œuvre spécialisée. Sur place, la majorité des tâches sont très compliquées et très techniques, par conséquent la demande de main-d'œuvre non qualifiée sera très limitée, sauf pour ce qui est de l'entretien et des tâches du même genre. Je dirais qu'on aurait besoin de plus de manœuvres au cours de la phase de construction.

Le sénateur Rowe: Vous n'avez pas de chiffres?

M. Abougoush: Non.

Le sénateur Williams: Vous avez dit que le Canada devait s'appuyer sur la recherche faite aux États-Unis. A votre avis,

[Text]

years, Canada having its own technicians and technology in order to carry out research in this country?

Mr. Abougoush: I think we are there already. Our people are of a very outstanding calibre in that type of field. Most of the multi-national companies have their research centres in the United States. However, there are a few companies with R&D centres in Canada. Petro-Canada is establishing a very good research facility. The resources are here, and it is just a matter of making the commitment to put them on a more progressive basis.

Senator Williams: Is the industry, together with the government, pushing this program of research and training?

Mr. Abougoush: As I stated before, when we look at the further training of people in the future we have to determine which areas would be best suited so we could train people for the most benefit. Since the incentives towards tertiary recovery have not been very great, people have not been directed towards this area. I mean a relatively large number of people has not been directed towards that area. When the companies see the incentives for a relatively long period of time, then they will take the initiative to train people and establish the necessary research facilities so that they will have trained personnel when required.

Senator Williams: In view of the fact that many of the oil-producing nations are creating problems in terms of oil supply, and the fact that some of the technicians in those countries may wish to leave, would Canada take advantage of their abilities?

Mr. Abougoush: Since we are talking about tertiary recovery, I will attempt to put it on a global basis. The Middle East, where the largest portion of oil production is right now, is concerned primarily with the primary depletion stage; they are just going to water-flooding and are not really thinking of enhanced tertiary recovery. Therefore, the people in that area certainly would not be qualified to run a tertiary recovery project.

In South America, with the exception of Venezuela, they are all at the primary and the water-flood secondary stage. Venezuela is dealing with thermal and heavy oil. There are research centres in Europe and people could be brought from there to Canada, but the production from Europe is very small. In Southeast Asia, again, they are into the primary and secondary stages. With the exception of the United States and Canada tertiary recovery is in a new era.

Senator Molgat: Did I hear you say that American technology is not necessarily adaptable?

Mr. Abougoush: Much of the technology developed there is very applicable, but I think it needs further extension to be more applicable in our types of reservoirs. They have worked very extensively on this, and we can use some of this in Canada. They have concentrated a large percentage of their budget on, say, micellar, and it may not have as much application in this country as it would in the United States. They might use cores in the laboratories from United States

[Traduction]

quand le Canada aura-t-il ses propres techniciens, capables de mener des travaux de recherches, dans quatre, cinq ou dix ans?

M. Abougoush: Je crois que nous les avons déjà. Nos employés sont très avertis dans ce domaine. La majorité des multinationales ont des centres de recherche aux États-Unis; cependant, certaines entreprises au Canada ont des centres de recherche et de développement au Canada. Pétro-Canada est en voie de créer un excellent centre de recherche. Nous avons les ressources, il s'agit seulement de nous décider à les utiliser de façon plus rentable.

Le sénateur Williams: Dites-moi, l'industrie et le gouvernement travaillent-ils ensemble pour mettre de l'avant ce programme de recherche et de formation?

M. Abougoush: Comme je le disais plutôt au sujet du perfectionnement du personnel, nous devons déterminer les domaines les plus prometteurs afin que la formation de nos employés soit rentable. Comme les encouragements en matière de récupération tertiaire ne sont pas très forts, nous n'avons pas orienté d'employés dans ce sens. Ou plutôt, nous n'avons pas orienté beaucoup d'employés dans ce sens. Lorsque les entreprises verront que le programme d'encouragements continue, elles décideront de former des employés et de créer les centres de recherche nécessaires pour avoir les compétences nécessaires.

Le sénateur Williams: Beaucoup des pays producteurs de pétrole réduisent l'approvisionnement et certains de leurs techniciens aimeraient peut-être les quitter; pensez-vous que le Canada pourrait profiter de ces compétences?

M. Abougoush: Comme nous parlons de récupération tertiaire, je vais vous brosser un tableau de la situation mondiale. Au Moyen-Orient, qui compte pour la plus forte production de pétrole à l'heure actuelle, on ne s'occupe que de récupération primaire. Les Arabes se contenteront d'injecter de l'eau, ils ne se préoccupent pas réellement des méthodes de récupération tertiaires.

En Amérique du Sud, sauf au Vénézuéla, l'exploitation se fait par les méthodes primaire et secondaire d'injection d'eau. Au Vénézuéla, on applique les techniques de récupération thermiques et de pétrole lourd. Il y a des centres de recherche en Europe et on pourrait amener des spécialistes au Canada, mais la production européenne est minime. Au Sud-Est asiatique, l'exploitation se fait également par les méthodes primaire et secondaire. Sauf pour ce qui concerne les États-Unis et du Canada, méthodes de récupération tertiaires sont nouvelles.

Le sénateur Molgat: Avez-vous bien dit que la technologie américaine n'est pas nécessairement adaptable au Canada?

M. Abougoush: Une bonne partie de la technologie mise au point aux États-Unis peut très bien être appliquée ici, mais je crois qu'il faut la perfectionner pour mieux l'adapter à nos réservoirs. Les Américains ont travaillé d'arrache-pied dans ce domaine et certains des résultats de leurs travaux sont applicables au Canada. Les Américains ont affecté un fort pourcentage de leur budget à la recherche sur les micelles et les résultats de cette recherche peuvent ne pas avoir autant d'ap-

[Text]

pools to do these tests. If they feel that Canadian pools are not going to see tertiary recovery for a long time the U.S. would naturally do the R&D on its types of reservoirs.

Much of the technology has been developed by the U.S. Canada has also developed some technology. If we are to spend the billions of dollars that are required to undertake this resource potential, there has to be a lot more money put up front for R&D.

The Chairman: Are there any further questions?

I should like to thank you gentlemen, and would ask you to express our appreciation to our friend, Mr. Porter, for making possible your presence here today. As always, we deeply appreciate hearing from the IPAC group of companies, and we look forward to receiving your further study. We may possibly be in contact with you in the future.

The committee adjourned.

[Traduction]

plications au Canada qu'aux États-Unis. Les Américains peuvent analyser des carottes provenant de gisements des États-Unis, s'ils pensent que les gisements canadiens ne seront pas, d'ici longtemps, exploités par les méthodes de récupération tertiaires. Il est naturel qu'aux États-Unis, on fasse de la recherche sur les types de réservoirs américains.

Une bonne partie de la technologie a été mise au point aux États-Unis. Le a également mis au point certaines techniques. S'il, nous faut affecter des milliards de dollars à l'exploitation de ce potentiel de ressource, nous devons consacrer beaucoup plus à la recherche et au développement.

Le président: D'autres questions?

Je tiens à vous remercier, messieurs; veuillez transmettre nos remerciements à notre ami, Monsieur Porter, qui vous a permis d'être ici aujourd'hui. Comme toujours, nous apprécions vraiment entendre les témoignages du groupe IPAC et nous espérons recevoir votre étude sous peu. Il est possible que nous communiquions avec vous à l'avenir.

La séance est levée.



If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Printing Office,
Supply and Services Canada,
45 Sacré-Cœur Boulevard,
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7

En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à
Imprimerie du gouvernement canadien,
Approvisionnement et Services Canada,
45, boulevard Sacré-Cœur,
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7

WITNESSES—TÉMOINS

Mr. Joseph E. Horler, Manager, Crude Oil Affairs,
Independent Petroleum Association of Canada, Calgary,
Alta.;

Mr. M. S. Abougoush, President, D & S Resource Engineering Ltd., Calgary, Alta.

M. Joseph E. Horler, gérant, Pétrole brut, Independent
Petroleum Association of Canada, Calgary (Alberta);

M. M. S. Abougoush, président, D & S Resource Engineering Ltd., Calgary (Alberta).

2
N56

Gouvernement
Publication



DEPOSITORY LIBRARY MATERIAE

First Session
Thirty-second Parliament, 1980

Première session de la
trente-deuxième législature, 1980

SENATE OF CANADA

SÉNAT DU CANADA

*Proceedings of the Special
Committee of the Senate on the*

*Délibérations du comité
spécial du Sénat sur le*

Northern Pipeline

Pipe-line du Nord

Chairman:
The Honourable EARL A. HASTINGS

Président:
L'honorable EARL A. HASTINGS

Tuesday, December 16, 1980

Le mardi 16 décembre 1980

Issue No. 8

Fascicule n° 8

Sixth Proceedings on:
Enhanced Recovery of Oil and
Natural Gas

Sixième fascicule concernant:
La récupération améliorée du
pétrole et du gaz naturel



WITNESSES:
(See back cover)

TÉMOINS:
(Voir à l'endos)

**SPECIAL COMMITTEE OF THE SENATE
ON THE NORTHERN PIPELINE**

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*
The Honourable Paul Lucier, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

| | |
|----------|------------|
| Adams | Langlois |
| Austin | Lucier |
| Balfour | Molgat |
| Bielish | Nurgitz |
| Cottreau | Perrault |
| Doody | Riley |
| Frith | Rowe |
| Guay | Sherwood |
| Hastings | Tremblay |
| Hays | Williams |
| | Yuzyk—(21) |

(Quorum 5)

**COMITÉ SPÉCIAL DU SÉNAT SUR
LE PIPE-LINE DU NORD**

Président: L'honorable Earl A. Hastings
Vice-président: L'honorable Paul Lucier

Les honorables sénateurs:

| | |
|----------|------------|
| Adams | Langlois |
| Austin | Lucier |
| Balfour | Molgat |
| Bielish | Nurgitz |
| Cottreau | Perrault |
| Doody | Riley |
| Frith | Rowe |
| Guay | Sherwood |
| Hastings | Tremblay |
| Hays | Williams |
| | Yuzyk—(21) |

(Quorum 5)

ORDER OF REFERENCE

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate, Thursday, July 10, 1980:

"The Honourable Senator Frith moved, seconded by the Honourable Senator Petten:

That a special committee of the Senate be appointed

(1) to inquire into any matter relating to the planning and construction of the pipeline for the transmission of natural gas from Alaska and Northern Canada described in *An Act to establish the Northern Pipeline Agency, to facilitate the planning and construction of a pipeline for the transmission of natural gas from Alaska and Northern Canada and to give effect to an Agreement between Canada and the United States of America on principles applicable to such a pipeline and to amend certain Acts in relation thereto*, Chapter 20, Statutes of Canada 1977-78,

(2) to consider, in particular, all reports, orders, agreements, regulations, directions, recommendations and approvals referred to in the said Act; and

(3) to report to the Senate thereon at least once in each session of Parliament during the period of the planning and construction of the pipeline;

That the papers and evidence received and taken on the subject in the three preceding sessions be referred to the Committee;

That the Committee be authorized to examine and report upon the enhanced recovery technology of petroleum and natural gas and matters related thereto;

That, if there is a motion to that effect, bills, messages, petitions, inquiries, papers and other matters relating to petroleum and natural gas generally, including

- (i) petroleum and natural gas transmission,
- (ii) petroleum and natural gas administration, and
- (iii) the exploration, production and conservation of petroleum and natural gas,

shall be referred to the Committee; and

That the Committee have power to send for persons, papers and records, to examine witnesses, to print such papers and evidence from day to day as may be ordered by the Committee and to adjourn from place to place in Canada.

After debate, and—

The question being put on the motion, it was—
Resolved in the affirmative."

ORDRE DE RENVOI

Extrait des Procès-verbaux du Sénat, le jeudi 10 juillet 1980:

«L'honorable sénateur Frith propose, appuyé par l'honorable sénateur Petten.

Qu'un comité spécial du Sénat soit constitué

(1) pour enquêter sur toute question relative à la planification et à la construction d'un pipe-line servant au transport du gaz naturel de l'Alaska et du Nord canadien, décrit dans la *Loi créant l'administration du pipe-line du Nord* visant à faciliter la planification et la construction d'un pipe-line servant au transport du gaz naturel de l'Alaska et du Nord canadien, donnant effet à l'Accord entre le Canada et les États-Unis d'Amérique sur les principes applicables à ce pipe-line et modifiant certaines lois en conséquence, chapitre 20, Statuts du Canada, 1977-78;

(2) pour étudier, en particulier, tous les rapports, décrets, accords, règlements, instructions, recommandations et autorisations se rapportant à ladite loi; et

(3) pour en faire rapport au Sénat au moins une fois pendant chaque session au cours de la période de planification de construction du pipe-line;

Que les témoignages entendus et les documents recueillis à ce sujet au cours des trois sessions précédentes soient déferés au comité;

Que le comité soit autorisé à étudier les techniques améliorées de récupération du pétrole et du gaz naturel et les sujets connexes et à faire rapport à ce sujet;

Que lui soient déferés, s'il y a une motion à cet effet, les projets de loi, messages, pétitions, demandes de renseignements, documents et autres questions concernant le pétrole et le gaz naturel en général, notamment

- (i) la transmission du pétrole et du gaz naturel;
- (ii) l'administration du pétrole et du gaz naturel; et
- (iii) l'exploration, la production et la conservation du pétrole et du gaz naturel; et

Que le comité soit autorisé à convoquer des personnes, à exiger la production de documents et de dossiers, à interroger des témoins et à faire imprimer au jour le jour les documents et les témoignages que le comité pourra requérir et à se réunir à divers endroits au Canada.

Après débat,

La motion, mise aux voix, est adoptée.»

Le greffier du Sénat

Robert Fortier

Clerk of the Senate

MINUTES OF PROCEEDINGS

TUESDAY, DECEMBER 16, 1980
(11)

The Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline met this day at 4:30 p.m., the Chairman, the Honourable Earl A. Hastings, presiding.

Present: The Honourable Senators Adams, Bielish, Côté, Doody, Guay, Hastings, Nurgitz, Riley, Sherwood and Williams. (10)

In attendance: Daniel Amireault, Administrative Assistant to the Committee. *From the Research Branch, Library of Parliament:* Sonya Dakers.

Witnesses:

From the National Energy Board:

Mr. J. R. Jenkins, Board Member;

Mr. K. W. Vollman, Director, Energy Resources Branch;

Mr. G. C. Hos, Assistant Director, Oil Supply;

Mr. W. A. Hiles, Assistant Director, Geology & Reserves;

Mr. A. M. H. Gutek, Chief, Supply Analysis & Statistics;

Mr. M. C. Walker, Head, Financial Models.

The Committee, in compliance with its Order of Reference dated July 10, 1980, continued its study of Enhanced Recovery of Oil and Natural Gas.

The Chairman introduced the witnesses.

Mr. Jenkins made an opening statement.

Mr. Vollman made a statement accompanied by a slide presentation.

The witnesses answered questions put to them by members of the Committee.

At 5:55 p.m., the witnesses departed and the Committee continued *In Camera*.

ATTEST:

Le greffier du Comité

Aline Pritchard

Clerk of the Committee

PROCÈS-VERBAL

LE MARDI 16 DÉCEMBRE 1980
(11)

Le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord se réunit aujourd'hui à 16 h 30, sous la présidence de l'honorable Earl A. Hastings (président).

Présents: Les honorables sénateurs Adams, Bielish, Côté, Doody, Guay, Hastings, Nurgitz, Riley, Sherwood et Williams. (10)

Aussi présents: Daniel Amireault, adjoint administratif auprès du Comité. *Du Service de recherches de la Bibliothèque du Parlement:* Sonya Dakers.

Témoins:

De l'Office national de l'énergie:

M. J. R. Jenkins, membre de l'Office;

M. K. W. Vollman, directeur, Direction des ressources énergétiques;

M. G. C. Hos, directeur adjoint, Groupe des approvisionnements en pétrole;

M. W. A. Hiles, directeur adjoint, Groupe de la géologie et des réserves;

M. A. M. H. Gutek, chef, Division de l'analyse des approvisionnements et de données statistiques;

M. M. C. Walker, chef, Division des modèles énergétiques

Le Comité, conformément à son ordre de renvoi du 10 juillet 1980, poursuit son étude des techniques améliorées de récupération du pétrole et du gaz naturel.

Le président présente les témoins.

M. Jenkins fait une déclaration préliminaire.

M. Vollman fait une déclaration accompagnée d'une présentation audio-visuelle.

Les témoins répondent aux questions qui leur sont posées par les membres du Comité.

A 17 h 55, les témoins se retirent, et le Comité poursuit ses travaux à huis clos.

ATTESTÉ:

EVIDENCE

Ottawa, Tuesday, December 16, 1980

[Text]

The Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline met this day at 4.30 p.m. to study its Order of Reference (Enhanced Recovery of Oil and Natural Gas).

Senator Earl A. Hastings (Chairman) in the Chair.

The Chairman: Honourable senators, today we continue our examination of the enhanced recovery of oil. Our witnesses are from the National Energy Board, led by Mr. J. R. Jenkins, who is a board member.

Perhaps Mr. Jenkins will introduce the other members to you before we proceed. Mr. Jenkins, I understand that we will proceed with your presentation and that you will answer questions afterwards.

Mr. J. R. Jenkins, Member, National Energy Board: Yes, Mr. Chairman.

The Chairman: With those words, then, I will call on Mr. Jenkins, member of the National Energy Board.

Mr. Jenkins: Thank you, Mr. Chairman and honourable senators for this opportunity to appear before you this afternoon to discuss enhanced oil recovery. The board has been interested in this technology for many years and I am pleased to appear on behalf of the board to present you with our views.

Before I begin my presentation I would like to introduce to the committee the board staff who will be assisting me this afternoon. First, I would like to introduce Mr. Ken Vollman, on my immediate right, Director of the Energy Resources Branch at the board, under whose supervision our brief was prepared. Mr. Vollman has brought with him four specialists from his branch: Mr. Gerrit Hos, Assistant Director of Oil Supply; Mr. Al Hiles, Assistant Director of Geology and Reserves; Mr. Harold Gutek, head of the Supply Analysis and Statistics Division; and, finally, Mr. Mike Walker, head of the Financial Models Division.

As most of you already know, Canada currently has a net volume of crude oil imports of some 300,000 barrels per day. Unless new sources of supply can be brought into production, this volume of imports will continue to increase through the 1980's and 1990's. To reduce this dangerous growing dependence on imports, the board believes that we must take action to reduce oil demand through conservation and substitution of other energy forms for oil, as well as putting into place programs which will stimulate new domestic oil supplies. All available evidence indicates that oil produced through enhanced oil recovery techniques will be price competitive with oil produced from the oil sands of Canada's frontier and offshore regions.

It was in the mid-1970's that the board first became concerned about the failure to install tertiary recovery projects in Canada. We hired a consultant to identify tertiary recovery potential in western Canada, and his report, which was released in 1976, identified tertiary recovery potential of some 2.9 billion barrels. The board has continued to pursue the

TÉMOIGNAGES

Ottawa, le mardi 16 décembre 1980

[Traduction]

Le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord se réunit aujourd'hui à 16 h 30 pour étudier son ordre de renvoi (récupération assistée du pétrole et du gaz naturel).

Le sénateur Earl A. Hastings (président) occupe le fauteuil.

Le président: Honorables sénateurs, nous continuons aujourd'hui notre étude de la récupération assistée du pétrole. Nous accueillons les représentants de l'Office national de l'énergie, avec à leur tête M. J. R. Jenkins, membre de l'Office.

M. Jenkins pourra peut-être présenter ses collègues avant de commencer. Je crois savoir, monsieur Jenkins, que vous avez l'intention de faire quelques remarques préliminaires puis de répondre aux questions.

M. J. R. Jenkins, membre de l'Office national de l'énergie: Oui, monsieur le président.

Le président: Sur ces entrefaites, je vais donc donner la parole à M. Jenkins, membre de l'Office national de l'énergie.

M. Jenkins: Je vous remercie, monsieur le président et honorables sénateurs, de l'occasion qui nous est donnée aujourd'hui de discuter de la récupération assistée du pétrole. L'Office s'intéresse à ces techniques depuis de nombreuses années, et je suis heureux de comparaître devant vous au nom de l'Office pour vous présenter notre point de vue.

Avant de commencer, j'aimerais vous présenter les collègues qui me seconderont cet après-midi. Tout d'abord, M. Ken Vollman, à ma droite, directeur des ressources énergétiques; je voudrais préciser que la présentation de notre mémoire a été placée sous sa responsabilité. M. Vollman est accompagné de quatre spécialistes de sa direction. M. Gerrit Hos, directeur adjoint des approvisionnements en pétrole, M. Al Hiles, directeur adjoint de la géologie et des réserves, M. Harold Gutek, chef de la division de l'analyse des approvisionnements et de la statistique et enfin M. Mike Walker, chef de la division des modèles énergétiques.

Comme vous le savez, le Canada importe actuellement environ 300,000 barils de pétrole brut par jour. A moins que d'autres sources d'approvisionnement ne soient produites, ces importations continueront à augmenter aux cours des années 80 et 90. En vue de réduire cette dépendance croissante et dangereuse vis-à-vis des importations, l'Office estime qu'il faut prendre des mesures en vue de réduire la demande de pétrole en faisant des économies d'énergie et en y substituant d'autres formes d'énergie tout en mettant sur pied des programmes qui encourageront la découverte de nouveaux gisements de pétrole au Canada. Tout indique que le pétrole produit grâce aux techniques de récupération assistée pourront soutenir la concurrence avec le pétrole des sables bitumineux, des gisements des régions éloignées ou au large des côtes du Canada.

C'est au milieu des années 70 que l'Office s'est préoccupé du fait qu'il n'existait aucun projet de récupération tertiaire au Canada. Nous avons retenu les services d'un expert chargé de découvrir quel en était le potentiel dans l'ouest du Canada et son rapport, publié en 1976, indiquait que ce potentiel s'élevait à environ 2,9 milliards de barils. L'Office s'est de nouveau

[Text]

matter of tertiary recovery in its public inquiries since that time, and has received a variety of estimates of tertiary recovery potential ranging from about two billion barrels at the low end up to some five billion barrels at the high end. What is disturbing however, is that while several enhanced oil recovery (EOR) projects were initiated in the late-1960's and early-1970's, very few new EOR projects have been initiated in Canada over these past five years. I hope that our briefing this afternoon will give you some insights as to why this has been the case.

I think that honourable senators will realize that in one sense our appearing here this afternoon is rather untimely. The National Energy Board itself is caught between forecasts. Our last public hearing into crude oil supply matters was held in 1978 and the board's forecasts were published in September of that year. The board is currently conducting a total energy inquiry, a major aspect of which is the assessment of future crude oil supplies. That hearing is being conducted by Mme Thur, Mr. Horner and myself. The announcement of the National Energy Program this fall has affected our proceedings somewhat, and we have allowed submitters a time extension until December 30 to file updated information indicating how the National Energy Program will affect their forecasts. This information, along with submissions filed earlier in the year, will be examined in public hearings beginning in Ottawa in mid-January. I hope that honourable senators will understand that these circumstances leave us in a rather difficult position in terms of being able to respond in a specific way to enhanced oil recovery potential and the effects of the National Energy Program.

The brief which has previously been distributed to you has a number of objectives. First, we tried to write a section in non-technical language which explains how enhanced oil recovery processes work and what their potential is in Canada. Second, we wanted to include some technical sections for those of you who wanted a more detailed understanding of how the various enhanced oil recovery processes worked. Third, we wanted to show a comparison of enhanced oil recovery forecasts done by various experts. Finally, we wanted to leave you with some suggestions for future policy and incentives which would stimulate enhanced oil recovery.

I should like to begin with our list of suggestions for future policy and incentives which we believe would stimulate enhanced oil recovery work in Canada. I will go over these quickly now, and we can return to them later in the afternoon after we have gone through some of the detailed explanations in our brief.

First, producer netbacks on enhanced oil recovery production should be allowed to increase into the \$15-\$20 per barrel range. I have been looking over the transcripts of this committee's proceedings, and I know you have been experiencing a great deal of difficulty in getting people to say how much tertiary oil costs. This is quite understandable as the costs vary a great deal from one type of reservoir to another. All of the factors which go into an economic analysis are very uncertain especially for those technologies that have not been tried in

[Traduction]

penché sur la question lors des enquêtes publiques qu'il a menées et les prévisions vont de 2 milliards à environ 5 milliards de barils. Ce qui est troublant cependant, c'est que si plusieurs projets de récupération assistée du pétrole ont été lancés à la fin des années 60 et au début des années 70, très peu de nouveaux projets l'ont été au Canada au cours des cinq dernières années. J'espère que notre entretien d'aujourd'hui nous permettra de vous donner les raisons qui expliquent ce phénomène.

J'espère que les honorables sénateurs se rendront compte que notre comparaison aujourd'hui est, dans un certain sens, un peu prématurée. L'Office national de l'énergie est pris entre deux feux; en effet, notre dernière enquête publique portant sur les approvisionnements en pétrole brut s'est tenue en 1978, et les prévisions de l'Office ont été publiées en septembre de cette année-là. L'Office mène actuellement une enquête globale sur l'énergie, dont l'un des aspects principaux est l'évaluation des réserves en pétrole brut. Cette enquête est menée par Mme Thur, M. Horner et moi-même. La publication du programme énergétique national cet automne a quelque peu perturbé nos travaux, et nous avons accordé un délai supplémentaire (jusqu'au 30 décembre) à ceux qui voudraient présenter des mémoires sur la façon dont le programme énergétique national pèsera sur nos prévisions. Ces renseignements qui viennent s'ajouter aux mémoires présentés au début de l'année seront examinés lors des auditions publiques que nous organiserons à Ottawa au milieu de janvier. J'espère que les honorables sénateurs comprendront que ces circonstances font que nous sommes actuellement en mauvaise posture pour répondre de façon précise aux questions portant sur la récupération assistée du pétrole et les répercussions éventuelles du programme énergétique national.

Le mémoire que nous vous avons distribué sert un certain nombre d'objectifs. Tout d'abord, nous avons essayé de rédiger la partie sur la façon dont le processus de récupération assistée du pétrole fonctionne ainsi que son potentiel au Canada de la manière la plus simple possible. Ensuite, nous avons voulu y inclure une partie technique pour ceux d'entre vous qui désiraient une explication plus détaillée des divers procédés de récupération assistée du pétrole. Puis, nous avons comparé les prévisions faites par différents experts sur la récupération assistée du pétrole. Enfin, nous avons voulu vous donner un aperçu des mesures et des encouragements éventuels qui stimuleraient la récupération assistée du pétrole.

J'aimerais commencer par vous citer les mesures et encouragements qui pourraient, à notre avis, stimuler la récupération assistée du pétrole au Canada. Je pourrais les passer rapidement en revue maintenant, puis nous pourrions y revenir plus tard dans l'après-midi après vous avoir donné certaines explications plus détaillées sur notre mémoire.

Premièrement, le montant net des profits aux producteurs en ce qui concerne la récupération assistée du pétrole devrait être majoré à \$15 à \$20 le baril. J'ai lu les comptes rendus des travaux de ce comité, et je sais que vous avez eu beaucoup de difficultés à obtenir un prix du pétrole tertiaire. Ceci est très compréhensible dans la mesure où les frais varient énormément d'un type de gisement à l'autre. Tous les facteurs qui composent une analyse économique sont très incertains en particulier pour ce qui est des techniques qui n'ont pas été

[Text]

Canada. The capital and operating costs are always difficult to estimate. However, the most important factor is that the technology is largely unproven and it is difficult to predict the incremental oil recovery.

The quantity of incremental oil recovered will determine the economic success of the project. A netback of \$15-\$20 per barrel is clearly not adequate to make all of the potential enhanced oil recovery projects economic. However, we feel that it is probably sufficient to get a reasonable number of projects going so that we can advance the technology. Incidentally, this \$15-\$20 per barrel is approximately double the amount producers were receiving as a netback before the National Energy Program was announced.

Second, we suggest that the proposed tax on liquefied petroleum gases be removed for liquefied petroleum gases used in enhanced oil recovery projects. Canada currently exports large volumes of liquefied petroleum gases, and we believe these LPGs have a greater value to Canadians if they are used as injection fluid for enhanced oil recovery projects than if they are exported. Industry would have more of an incentive to use these LPGs for enhanced oil recovery projects if they were exempt from the tax.

Third, there should be increased subsidization for enhanced oil recovery research conducted in Canada. Canada currently relies on the United States for much of the research done on enhanced oil recovery technology. Doing this research in Canada has a number of advantages. First, Canadian reservoirs are different from many of the U.S. reservoirs where enhanced oil recovery work is being done. Research must be done in Canada to adapt these technologies to Canadian conditions. Second, by doing the research in Canada we will develop a pool of highly trained scientists who can carry this technology through to field implementation.

Fourth, we must create incentives to increase external financing of the enhanced oil recovery projects. To ensure that the rate of enhanced oil recovery development is not limited by producer cash flow, we must create incentives that can attract borrowed capital.

Fifth, governments must create an expectation of stability in prices, taxes and royalty policies for enhanced oil projects. Enhanced oil recovery projects typically involve the expenditure of large amounts of capital up front, with the prospect of future revenue flows well down the road. Industry is reluctant to commit such large amounts of capital if there are uncertainties about earning an adequate rate of return in the future.

Sixth, concerns the development of skilled manpower. Enhanced oil recovery projects require many skilled engineers and technicians. Canadian universities and technical schools appear to be unaware of the unprecedented opportunities presented by Canada's growing energy industry. If Canada is to take full advantage of the employment opportunities presented by enhanced oil recovery projects, commitments are

[Traduction]

encore éprouvées au Canada. Les capitaux et les frais d'exploitation sont toujours difficiles à prévoir. Cependant, le facteur le plus important est que cette technique n'a pas encore été éprouvée et qu'il est difficile d'en prévoir les coûts.

La quantité de pétrole récupérée déterminera le succès économique du projet. Un profit de \$15 à \$20 le baril ne suffit certainement pas à rentabiliser tous les projets de récupération assistée du pétrole. Cependant, nous pensons que c'est probablement suffisant pour lancer un nombre raisonnable de projets qui nous permettraient d'améliorer la technique. D'ailleurs, ce prix est approximativement le double de celui qu'obtenaient les producteurs avant l'annonce du programme énergétique national.

Deuxièmement, nous proposons que le projet d'impôt sur les gaz liquéfiés ne s'applique pas aux gaz liquéfiés utilisés dans la récupération assistée du pétrole. Le Canada exporte actuellement d'énormes quantités de gaz liquéfié, et nous pensons que ce gaz profitera davantage aux Canadiens s'il est utilisé comme fluide d'injection pour les projets de récupération assistée du pétrole que s'il était exporté. L'industrie serait davantage encouragée à utiliser ces gaz pour la récupération assistée du pétrole s'ils étaient exonérés d'impôt.

Troisièmement, la recherche sur la récupération assistée du pétrole effectuée au Canada devrait être davantage subventionnée. Le Canada dépend actuellement des États-Unis en ce qui concerne l'essentiel des recherches effectuées dans ce domaine. Le fait que ces recherches soient effectuées au Canada présente un certain nombre d'avantages. Tout d'abord, les gisements canadiens sont différents de nombre de gisements américains où s'effectue la récupération assistée du pétrole. La recherche doit être faite au Canada en vue d'adapter ces techniques aux conditions canadiennes. Ensuite, en effectuant cette recherche au Canada, nous formerons un noyau d'ingénieurs hautement qualifiés qui pourront améliorer cette technique jusqu'au stade de la mise en œuvre.

Quatrièmement, nous devons créer des stimulants en vue d'encourager le financement extérieur des projets de récupération assistée du pétrole. En vue de nous assurer que le rythme du développement de la récupération assistée du pétrole n'est pas limité par la marge d'autofinancement du producteur, nous devons créer des stimulants qui attireront les capitaux d'emprunt.

Cinquièmement, les gouvernements doivent essayer de stabiliser les prix, les impôts et les redevances des projets de récupération assistée du pétrole. Ces projets exigent des capitaux importants au départ et les perspectives de profit ne concernent que le long terme. L'industrie hésite à investir des sommes aussi importantes si le taux de rendement de l'investissement n'est pas garanti.

Mon sixième point concerne le perfectionnement de la main-d'œuvre qualifiée. Les projets de récupération assistée du pétrole nécessitent de nombreux ingénieurs et techniciens qualifiés. Les universités canadiennes et les écoles techniques semblent ne pas avoir conscience des possibilités d'emploi sans précédent qu'offre l'industrie de l'énergie en pleine expansion au Canada. Si le Canada doit tirer pleinement parti des

[Text]

required from industry, government and educational institutions to train and develop these specialists.

Seventh, we must build upgrading facilities for our heavy crude oil. One of the largest potentials for enhanced oil recovery production lies in the heavy oil region around Lloydminster and north. Unfortunately, even if enhanced oil recovery projects can recover this oil from the reservoir, it is too viscous to be pipelined economically or to be used in Canadian refineries. Special upgrading plants are required at the production site to make this oil suitable for pipelining and refinery use.

That concludes my general remarks, Mr. Chairman, and I should like to turn the presentation over to Mr. Vollman who will be discussing some of the technical aspects of enhanced oil recovery.

The Chairman: Before you proceed, Mr. Vollman, I should like to commend the board on the excellent brief that you have prepared for us. I assure you that we find it most interesting and comprehensible, and it will go a long way in assisting us. I commend the board and the officers of the board for an excellent brief.

Mr. K. W. Vollman, Director, Energy Resources Branch, National Energy Board: I should like to show view graphs which summarize the more important technical parts of our brief. All the illustrations you will be seeing on the screen are contained in the brief, so you do not have to worry about taking notes.

I will begin by quickly reviewing the table of contents of our brief. I do not believe that is totally legible to all in the room, but you have the brief in front of you and you will be able to consult that.

TABLE OF CONTENTS

1. *Introduction and Summary*
 - 1.1 What is Enhanced Oil Recovery (EOR)?
 - 1.2 What is the Potential for EOR in Canada?
 - 1.3 Current Incentives for EOR.
 - 1.4 Suggestions for Future Policy and Incentives to Stimulate EOR
2. *Discussion*
 - 2.1 History of EOR in Canada.
 - 2.2 Status of EOR Technology.
 - 2.3 Supply Economics of EOR.
3. *Estimates of Potential*
 - 3.1 NEB Estimates of EOR Potential
 - 3.2 NEB Estimates of Production from EOR.

[Traduction]

possibilités d'emploi que représentent les projets de récupération assistée du pétrole, l'industrie, le gouvernement et les services éducatifs doivent s'engager à former et à perfectionner ces spécialistes.

Septièmement, nous devons améliorer nos installations destinées à la production d'huile lourde. De plus grandes réserves de pétrole récupéré se trouvent dans la région située autour de Lloydminster et au nord de cette région où regorge l'huile lourde. Malheureusement, même si les projets de récupération assistée du pétrole peuvent récupérer ce pétrole, celui-ci est trop visqueux pour être acheminé de façon rentable ou être utilisé par les raffineries canadiennes. Des installations spéciales de raffinage de ce pétrole doivent être implantées au site de production pour que ce pétrole puisse être acheminé et utilisé par des raffineries.

Ceci conclut les quelques remarques générales que j'avais à faire, monsieur le président, et j'aimerais maintenant céder la parole à M. Vollman qui discutera des aspects techniques de la récupération assistée du pétrole.

Le président: Avant de commencer, monsieur Vollman, j'aimerais féliciter l'Office de nous avoir présenté un mémoire aussi précis. Je vous assure que nous l'avons trouvé des plus intéressants et des plus compréhensibles, ce qui nous aidera grandement. De nouveau, je félicite l'Office et les responsables de cet excellent mémoire.

M. K. W. Vollman, directeur, Direction des ressources énergétiques, Office national de l'énergie: J'aimerais vous montrer quelques diapositives qui résument les aspects techniques les plus importants de notre mémoire. Toutes les illustrations que vous verrez sur l'écran figurent dans le mémoire si bien que vous n'aurez pas besoin de prendre des notes.

Je commencerai en passant rapidement en revue la table des matières de notre mémoire. Je ne crois pas que ce soit totalement lisible par tous mais vous avez le mémoire devant vous et vous pourrez le consulter.

TABLE DES MATIÈRES

1. *Introduction et résumé*
 - 1.1 Qu'est-ce que la récupération assistée?
 - 1.2 Quelles possibilités offre la récupération assistée au Canada?
 - 1.3 Encouragements actuels à la récupération assistée
 - 1.4 Suggestions d'orientations futures et d'encouragements à la récupération assistée
2. *Discussion*
 - 2.1 Historique de la récupération assistée au Canada
 - 2.2 Situation de la technologie de la récupération assistée
 - 2.3 Économie de l'approvisionnement par la récupération assistée
3. *Évaluations du potentiel*
 - 3.1 Évaluation de l'ONE du potentiel des méthodes de récupération assistée
 - 3.2 Évaluation de l'ONE de la production par méthodes de récupération assistée

[Text]

3.3 Industry Estimates of EOR Potential.

3.4 Industry Estimates of Production from EOR.

3.5 Current NEB Study Results.

Appendix A—List of EOR Projects, Size, Operator, Method.

Appendix B—EOR Processes and Producibility.

Appendix C—EOR Reserves and Technical Screening.

What we have tried to do in chapter one is discuss enhanced oil recovery in non-technical language to make it more understandable to the person who has no background in engineering.

Chapter two becomes more technical as we discuss the history of EOR in Canada, the current views regarding the status of the technology, and the economics of EOR.

In chapter three, we have summarized the available forecasts of enhanced oil recovery potential. These estimates include our own, those of the industry, and some done by research institutions.

Finally, in the appendices we have included statistical data on currently operating EOR projects in Canada; a table showing how reservoirs are screened to determine EOR suitability; and some more technical discussion on how tertiary recovery processes work. This reference section should be useful to the committee when it travels to Alberta to visit some of these projects.

There are many technical aspects of EOR that I could discuss this afternoon, but I have decided to make my job and yours a lot easier by discussing only the objectives which are common to all EOR processes. After you have grasped this basic concept, you will be able to follow most of the technical discussions that you will have with EOR specialists.

To introduce this concept, we have to know what an oil reservoir really looks like. With your indulgence, therefore, Mr. Chairman, we would like to show the honourable senators some samples of Alberta oil reservoirs.

The Chairman: Very well.

Mr. Vollman: I would ask those of you who are already familiar with oil reservoirs to bear with us for just a couple of minutes. The samples that Mr. Gutek is passing out are called cores. Each of these cores contains a marking to identify the reservoir it came from.

Cores are pieces of the oil reservoir that have been removed during the drilling operation so that engineers and scientists can take them to laboratories and measure certain properties of the reservoir rock. The name "core" derives from the hollow drilling bit that is used to cut the sample from the reservoir. The most important of the properties that we measure in these rock samples are porosity, permeability, and residual oil saturation.

[Traduction]

3.3 Évaluation de l'industrie du potentiel des méthodes de récupération assistée

3.4 Évaluation de l'industrie de la production par méthodes de récupération assistée

3.5 Résultats de l'étude de l'ONE en cours

Annexe A—Liste des projets de récupération assistée, de leurs dimensions, de leurs exploitants et des méthodes

Annexe B—Méthodes de récupération assistée et productivité

Annexe C—Réserves de récupération assistée et tamisage technique

Dans le premier chapitre, nous avons essayé d'expliquer la récupération assistée dans un langage simple afin qu'une personne n'ayant pas de formation technique puisse comprendre.

Le chapitre deux, de nature plus technique fait l'historique de la récupération assistée au Canada, et fait le point sur la situation actuelle de cette technologie et sur les aspects économiques de la récupération assistée.

Au chapitre trois, nous avons résumé les prévisions disponibles sur le potentiel des méthodes de récupération assistée. Ces prévisions sont faites par l'Office national de l'énergie, l'industrie du pétrole et des centres de recherches.

Enfin, dans les annexes, nous dressons les statistiques des projets de récupération assistée en cours au Canada; un tableau indique comment les gisements sont tamisés pour savoir s'ils sont exploitables par les méthodes de récupération assistée et enfin, on y fait une étude plus technique des méthodes de récupération tertiaire. Cette section de références devait être utile aux membres du Comité lorsqu'ils visiteront des projets en Alberta.

Je pourrais discuter de nombreux aspects techniques de la récupération assistée cet après-midi, mais j'ai décidé de faciliter ma tâche et la vôtre en n'étudiant que les aspects qui sont communs à toutes les méthodes de récupération. Après que vous aurez compris les notions essentielles, vous pourrez comprendre la majorité des exposés techniques que vous ferez les spécialistes en matière de la récupération assistée.

Tout d'abord, vous devez avoir une idée bien nette de ce qu'est un gisement de pétrole. Avec votre permission, monsieur le président, nous montrerons aux sénateurs des échantillons des gisements de pétrole de l'Alberta.

Le président: Faites.

M. Vollman: Je demanderai à ceux d'entre vous qui connaissent déjà les gisements de pétrole d'être patients pendant quelques minutes. On appelle les échantillons que distribue M. Gutek des «carottes». Chaque carotte porte le nom du réservoir d'où elle est tirée.

Les carottes sont des échantillons de réservoir de pétrole qui ont été prélevés pendant le forage afin que les ingénieurs et les scientifiques puissent les étudier en laboratoire et mesurer certaines propriétés de la roche-réservoir. On appelle ces échantillons des «carottes» à cause de leur forme. Les principales propriétés analysées de la roche-réservoir sont: la porosité, la perméabilité et la saturation en huile résiduelle.

[Text]

Let us talk first about porosity. At first glance, most of these samples look like solid rock. However, if you looked at the rock with a magnifying glass you would find that 10 to 20 per cent of it was made up of little hollow spaces that can hold oil, gas and water. Permeability is a measure of how easily these fluids can flow through the rock. I will discuss the other property, residual oil saturation, in several minutes.

Many people we talk to express surprise that the oil industry can only recover, on average, about one-third of the oil that is initially contained in the reservoir rock. Now that you have seen what an oil reservoir looks like, I am sure you will agree that parting the oil from its reluctant host is an imposing task.

After our formal session this afternoon, we will have these cores available for closer examination, and we will be pleased to answer any questions you may have. With the assistance of a small magnifying glass, you will actually be able to see the porosity in all of these samples.

Now I should like to talk about residual oil saturation and the objectives of tertiary recovery.

[Traduction]

Étudions d'abord la porosité. Au premier coup d'œil, la majorité de ces échantillons semblent être de la roche massive. Cependant, si vous les examinez à la loupe, vous verrez que 10 à 20 p. 100 de la roche est composée de petits espaces creux pouvant contenir du pétrole, du gaz et de l'eau. La perméabilité est une mesure de la facilité des liquides de traverser la roche. Je parlerais de la troisième propriété, la saturation en huile résiduelle, dans quelques minutes.

De nombreuses personnes à qui nous avons parlé ont été étonnées que l'industrie du pétrole ne puisse récupérer en moyenne que le tiers du pétrole en terre. Maintenant que vous avez vu à quoi ressemble un gisement de pétrole, je suis sûr que vous conviendrez qu'il n'est pas facile de séparer le pétrole de son milieu accaparant.

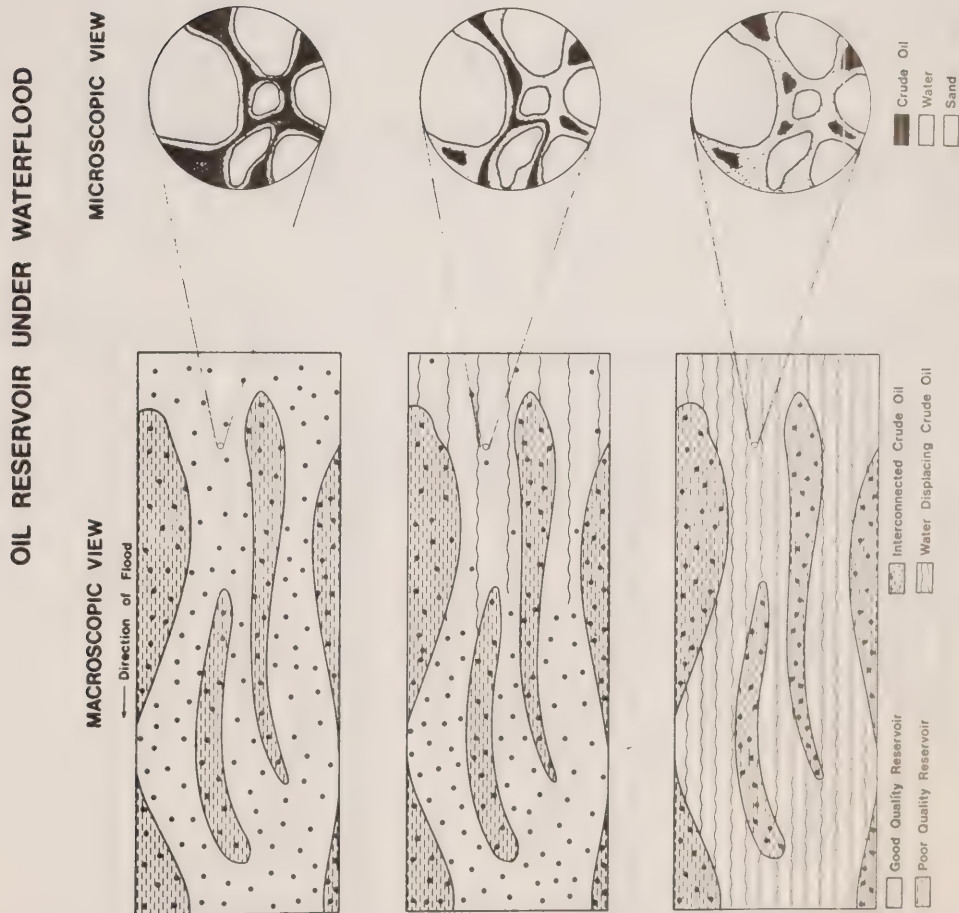
Après la séance de cet après-midi, vous pourrez regarder de plus près ces carottes et nous répondrons à toutes vos questions. Avec l'aide d'une petite loupe, vous pourrez réellement voir la porosité de ces échantillons.

J'aimerais maintenant parler de la saturation en huile résiduelle et des objectifs de la récupération tertiaire.

[Text]

[Traduction]

Figure 1.1



Slide 2

[Text]

[Traduction]

Tableau 1.1

GISEMENT DE PÉTROLE SOUMIS À L'INJECTION D'EAU

COUPE MACROSCOPIQUE

← Sens de l'injection



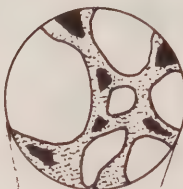
COUPE MICROSCOPIQUE



État du gisement à l'origine
L'eau injectée n'a pas encore atteint cette partie du gisement. Tout le pétrole est interconnecté et le niveau de saturation en eau est bas.



Zone de passage de l'eau
L'eau a déplacé une partie du pétrole. Une partie du pétrole demeure isolée et le niveau de saturation en eau a augmenté.



Zone inondée
Tout le pétrole récupérable a été déplacé. Ce qui reste est la saturation en huile résiduelle qu'on ne peut récupérer par injection d'eau. Le niveau de saturation en eau a atteint son maximum.

■ Pétrole brut
□ Eau
□ Sable

■ Gisement de bonne qualité
■ Gisement de mauvaise qualité
■ Brut interconnecté
■ Déplacement du brut par l'eau

[Text]

This slide shows what happens in an oil reservoir when water is injected. The rectangle in the upper left shows the reservoir in its virgin state. The clear area is good-quality reservoir and the shaded area is poorer-quality reservoir. In the second rectangle we see water beginning to be injected. The water is shown as blue. Notice that the water passes only through the better-quality portion of the reservoir.

The first objective of tertiary recovery should now be evident. We would like to be able to get the oil out of these poorer-quality sections of the reservoir. Reservoir engineers call this "increasing the sweep efficiency."

Let us also look at what has happened in the portions of the reservoir where water has passed through. The little circles called "microscopic view" show what the cores you examine would look like if you magnified them about 100 times. Let us look first at the reservoir in its virgin state.

To do this, I am going to magnify these little circles on slide 2 even more so that you can see them better.

The clear portions in the slide represent the rock matrix; the blue is a film of water around the rock; and the black portion is oil. As we inject water, the oil is displaced and more of the inter-pore channels are filled with water. This increase in water saturation gradually cuts off more and more of the continuous oil which is then trapped.

This slide shows a mature waterflood in which no more oil can be removed. This trapped oil is called residual oil, and is the other objective of tertiary recovery.

Let us review what I have said in the last few minutes. EOR processes have two objectives: one is to lower the residual oil saturation; and, two, is to increase the sweep efficiency. It is very important to understand this, and that is why I have made it the only technical point I am going to discuss today, Mr. Chairman.

Table 1.2

NEB ESTIMATES OF ENHANCED RECOVERY POTENTIAL

(10⁶m³)

| | 1978 Report | Current Study |
|-----------------|----------------|------------------|
| Light Crude Oil | 156 | 142 to 410 |
| Heavy Crude Oil | 278 | 137 to 365 |
| Total | 434 | 279 to 775 |

Slide 6

I would like to turn now to the matter of EOR potential and discuss some of the forecasts that have been made in the past few years. First, let us look at NEB forecasts. As Mr. Jenkins mentioned earlier, the last NEB study was published in September, 1978. That study indicated that the potential for

[Traduction]

On voit sur cette diapositive ce qui se produit dans un gisement de pétrole lorsqu'on y injecte de l'eau. Le rectangle à haut à gauche montre l'état du réservoir avant l'arrivée de l'eau. La zone claire représente le gisement de bonne qualité alors que la zone ombragée indique un gisement de moins bonne qualité. Dans le deuxième rectangle, l'eau commence à être injectée. L'eau est indiquée en bleu. Remarquez que l'eau ne passe qu'à travers le gisement de bonne qualité.

Le premier objectif de la récupération tertiaire est évident: extraire le pétrole des gisements de mauvaise qualité. Les ingénieurs de gisement appellent cette opération: «augmenter l'efficacité du balayage».

Regardons maintenant ce qui se produit dans les sections du gisement où l'eau est passée. Les petits cercles appelés «coupe microscopique» montrent l'aspect des carottes que vous tenez en main grossies d'environ 100 fois. Regardons d'abord la coupe avant le passage de l'eau.

Pour cela, je vais agrandir encore plus ces petits cercles afin que vous puissiez mieux les voir.

Les portions en clair de la diapositive représentent la roche; le bleu est le film d'eau entourant la roche et le noir est le pétrole. A mesure que nous injectons de l'eau, le pétrole est déplacé et l'espace entre les particules rocheuses se remplit d'eau. Cette augmentation du niveau de saturation d'eau isole graduellement de plus en plus de pétrole qui ne peut plus être récupéré.

Cette diapositive montre un gisement ayant déjà été injecté d'eau et duquel on ne peut plus enlever de pétrole. C'est précisément ce pétrole résiduel qu'on cherche à extraire par les méthodes de récupération tertiaire.

Je vais maintenant résumer ce que je viens de dire. Les méthodes de récupération assistée visent deux objectifs: premièrement, réduire la saturation en huile résiduelle et deuxièmement, augmenter la récupération. Il est très important de comprendre cela et c'est pourquoi j'en ai fait le seul point technique dont je discuterai aujourd'hui, monsieur le président.

Tableau 1.2

PRÉVISIONS DE L'ONE DU POTENTIEL DE PRODUCTION PAR LA RÉCUPÉRATION ASSISTÉE

(10⁶m³)

| | Rapport de 1978 | Étude en cours |
|--------------------|--------------------|-------------------|
| Pétrole brut léger | 156 | de 142 à 410 |
| Pétrole brut lourd | 278 | de 137 à 365 |
| Total | 434 | de 279 à 775 |

Diapositive n° 6

J'aimerais maintenant traiter du potentiel de la récupération assistée et étudier certaines des prévisions qui ont été faites depuis quelques années. Premièrement, regardons les prévisions faites par l'Office national de l'énergie. Comme M. Jenkins l'a fait remarquer précédemment, l'étude la plus

[Text]

enhanced recovery in western Canada was some 434 million cubic metres. All of the graphs that I will be showing you are expressed in cubic metres, so I had better give you a conversion factor in case you like to think in terms of barrels. There are 6.29 barrels in every cubic metre. Therefore, if you multiply any of the metric volumes on the graphs by six, you will have a ball-park number in barrels.

During the latter half of this year, the board has been updating its 1978 study. We have completed the technical screening process, and this indicates an expected potential in the range of 279 to 775 million cubic metres. During the inquiry now in progress we will be matching our screening of these reservoirs against the operators' opinion, and we will be trying to assess the effect that the National Energy Program will have on enhanced oil recovery.

I realize that numbers like this are not too meaningful unless you can relate them to something. Perhaps I can make them more meaningful by making the following comparison: Canada's known reserves of conventional crude oil in all regions of Canada at the end of 1979 were about 800 million cubic metres. You can see that the EOR potential from the 1978 study would increase our level of known reserves by about 50 per cent. The upper part of the range in our current study would double our known reserves.

Let us now look at what other forecasters think of Canada's EOR potential. Other available public studies estimate the EOR potential at anywhere from 315 million cubic metres to 981 million cubic metres. While that is quite a spread, all of these estimates are significant compared to Canada's known reserves of some 800 million cubic metres.

Table 3.4

COMPARISON OF ESTIMATES OF
ENHANCED OIL RECOVERY POTENTIAL
(10⁶m³)

| | 1980 From Established Reserves | | | 1978 Estimate |
|-----------------------------|-----------------------------------|-------|-------|------------------|
| | Light | Heavy | Total | Total |
| CPA (year 2000) | 326 | 265 | 591 | — |
| IPAC (ultimate) | 693 | 288 | 981 | — |
| Imperial (ultimate) | 450 | 60 | 510 | 360 |
| Gulf (ultimate) | — | — | — | 448 |
| Lacey (year 2000) | 149 | 166 | 315 | — |
| Prince (base case ultimate) | 407 | 229 | 636 | — |
| | From Reserves Additions | | | |
| | Light | Heavy | Total | |
| CPA | 23 | 107 | 130 | |
| Imperial | 98 | 39 | 137 | |

[Traduction]

récente de l'ONE a été publiée en septembre 1978. D'après cette étude, les méthodes de récupération assistée permettaient de recueillir quelque 434 millions de mètres cubes dans l'Ouest du pays. Tous les graphiques que je vous montrerai aujourd'hui sont indiqués en mètres cubes; c'est pourquoi je vous donnerai un facteur de conversion si vous préférez compter en barils. Chaque mètre cube contient 6,29 barils. Par conséquent, en multipliant les volumes métriques des graphiques par six, vous aurez le nombre approximatif de barils.

Au cours des derniers six mois, l'Office a mis à jour son étude de 1978. Nous avons terminé le tamisage technique et nous pouvons prévoir un potentiel variant entre 279 et 775 millions de mètres cubes. Pendant l'enquête qui est maintenant en cours, nous comparerons nos chiffres à ceux des exploitants et nous essaierons d'évaluer l'impact du Programme énergétique national sur la récupération assistée.

Je me rends bien compte que des chiffres lancés en l'air ne sont pas très significatifs à moins que vous ayez un point de comparaison. La comparaison suivante pourra peut-être vous aider à comprendre l'amplitude de ces chiffres: les réserves connues de pétrole brut conventionnel pour toutes les régions canadiennes à la fin de 1979 étaient d'environ 800 millions de mètres cubes. Ainsi, le potentiel ajouté par la récupération assistée aux chiffres de l'étude de 1979 augmenterait de près de 50 p. 100 nos réserves connues. La partie supérieure de la gamme dans notre étude actuelle doublerait nos réserves connues.

Regardons maintenant ce que donnent les autres évaluations du potentiel de récupération assistée au Canada. Les autres études publiques disponibles évaluent ce potentiel entre 315 millions et 981 millions de mètres cubes. L'écart entre les deux prévisions est passablement grand mais il faut souligner que ces évaluations représentent beaucoup par rapport aux réserves canadiennes connues de quelque 800 millions de mètres cubes.

Tableau 3.4

COMPARAISON DES PRÉVISIONS DU POTENTIEL DE
PRODUCTION PAR LA RÉCUPÉRATION ASSISTÉE
(10⁶m³)

| | 1980 réserves connues | | | Prévision de 1978 |
|-----------------------------|--------------------------|-------|-------|----------------------|
| | Léger | Lourd | Total | Total |
| CPA (an 2000) | 326 | 265 | 591 | — |
| IPAC (absolu) | 693 | 288 | 981 | — |
| Imperial (absolu) | 450 | 60 | 510 | 360 |
| Gulf (absolu) | — | — | — | 448 |
| Lacey (an 2000) | 149 | 166 | 315 | — |
| Prince (cas de base absolu) | 407 | 229 | 636 | — |
| | Addition des réserves | | | |
| | Léger | Lourd | Total | |
| CPA | 23 | 107 | 130 | |
| Imperial | 98 | 39 | 137 | |

[Text]

Two of the forecasting groups we have just looked at have expressed their EOR potential estimates in terms of producer netback. Both estimators show that at current producer netbacks of about \$50 a cubic metre very few EOR projects are economic.

As you can see from this graph, the higher the price goes the more tertiary recovery projects we are likely to see implemented. You can also see from this graph why it is difficult to answer the question: How much does tertiary oil cost? Based on its own preliminary work, the National Energy Board believes that a producer netback of about \$100 per cubic metre will make a reasonable number of EOR projects economic.

The next two graphs show the board's 1978 estimates of how fast we could produce EOR oil. The first graph is for light crude oil. The green or shaded portion at the bottom of the graph shows the expected production from enhanced oil recovery projects, and the blue or clear portion at the top of the graph shows how this compares to production from new light crude oil discoveries.

[Traduction]

Deux des groupes dont nous venons de regarder les évaluations ont traduit en retours nets aux producteurs leurs évaluations du potentiel de récupération assistée. Les deux groupes ont découvert qu'au taux actuel de retour net aux producteurs d'environ 50 dollars le mètre cube, très peu de projets de récupération assistée sont rentables.

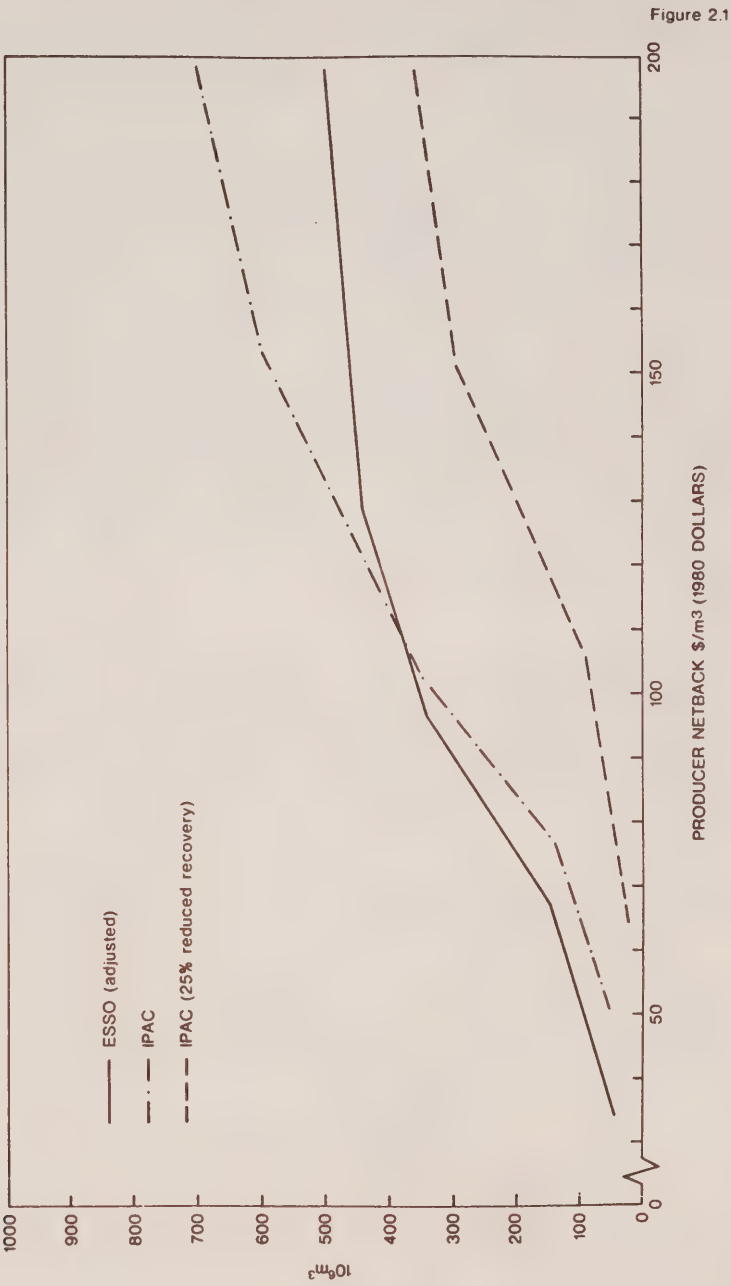
Comme on peut le voir sur ce graphique, plus le prix monte, plus il est possible de mettre en œuvre des projets de récupération tertiaire. On peut également comprendre par ce graphique, pourquoi il est difficile de savoir combien coûte le pétrole récupéré par des méthodes tertiaires. D'après ses propres études préliminaires, l'Office national de l'énergie croit qu'un retour net au producteur d'environ \$100 dollars le mètre cube rentabilisera un certain nombre de projets de récupération assistée.

Les deux graphiques suivants montrent à quel rythme nous pouvons produire du pétrole par les méthodes de récupération assistée, d'après les prévisions de 1978 de l'ONE. Le premier graphique porte sur la production de brut léger. La portion inférieure du graphique, en vert, montre la production prévue des projets de récupération assistée, tandis que la portion supérieure, en bleu, donne la production provenant des nouvelles découvertes de brut léger; nous pouvons comparer les deux sources.

[Text]

[Traduction]

COMPARISON OF ESTIMATES
ENHANCED RECOVERY POTENTIAL VS. PRODUCER NETBACK
1980 submissions to the NEB



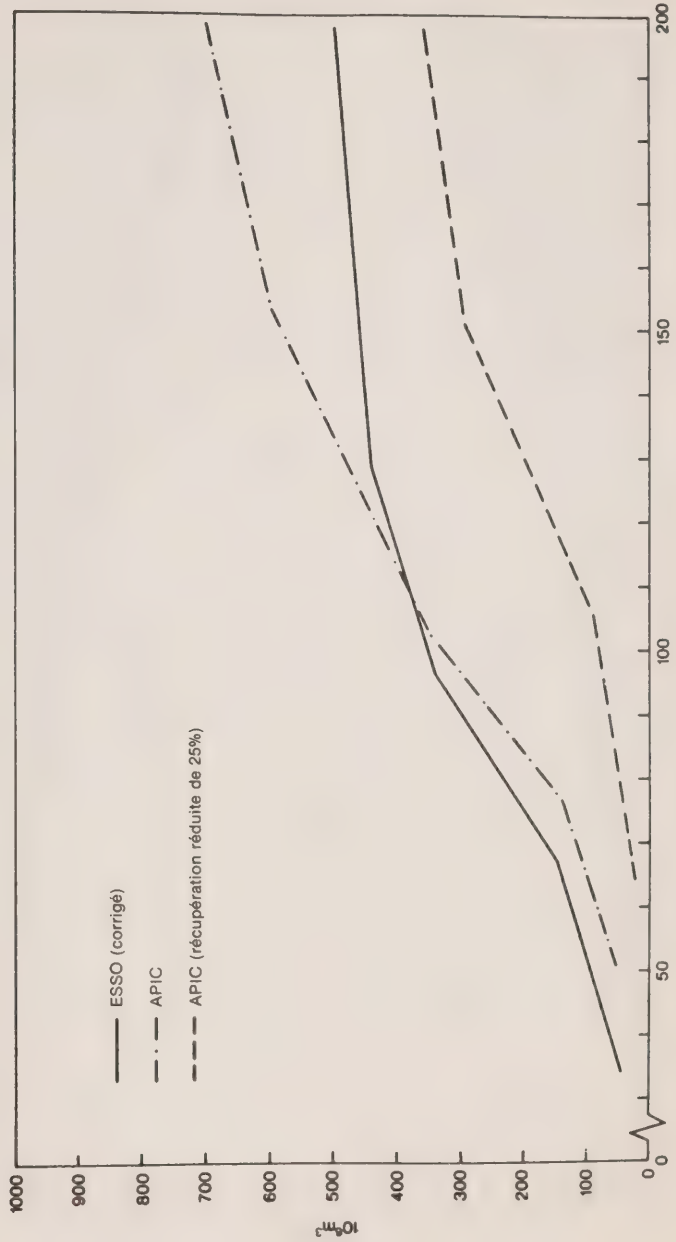
Slide 8

[Text]

[Traduction]

Tableau 2.1

POTENTIEL DE LA RÉCUPÉRATION ASSISTÉE ET BÉNÉFICES DU PRODUCTEUR:
COMPARAISON DES PRÉVISIONS
RAPPORTS PRÉSENTÉS À L'ONG EN 1980



BÉNÉFICES DU PRODUCTEUR \$/M³ (dollars de 1980)

Diapositive 8

[Text]

[Traduction]

POTENTIAL PRODUCTION FROM LIGHT CRUDE RESERVES ADDITIONS 1978 NEB FORECAST Expected Case

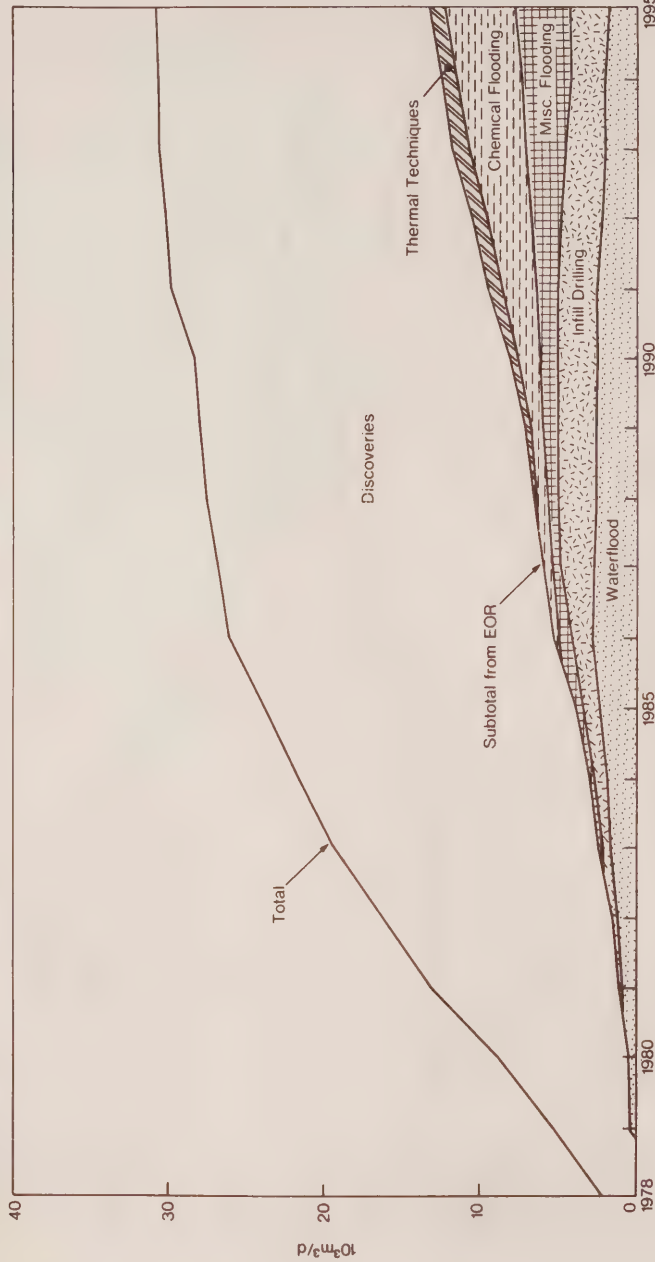


Figure 3.1

Slide 9

[Text]

[Traduction]

POTENTIEL DE PRODUCTION PAR ADDITION DES RÉSERVES DE BRUT LÉGER
PRÉVISION DE 1978 DE L'ONE
CAS PRÉVU

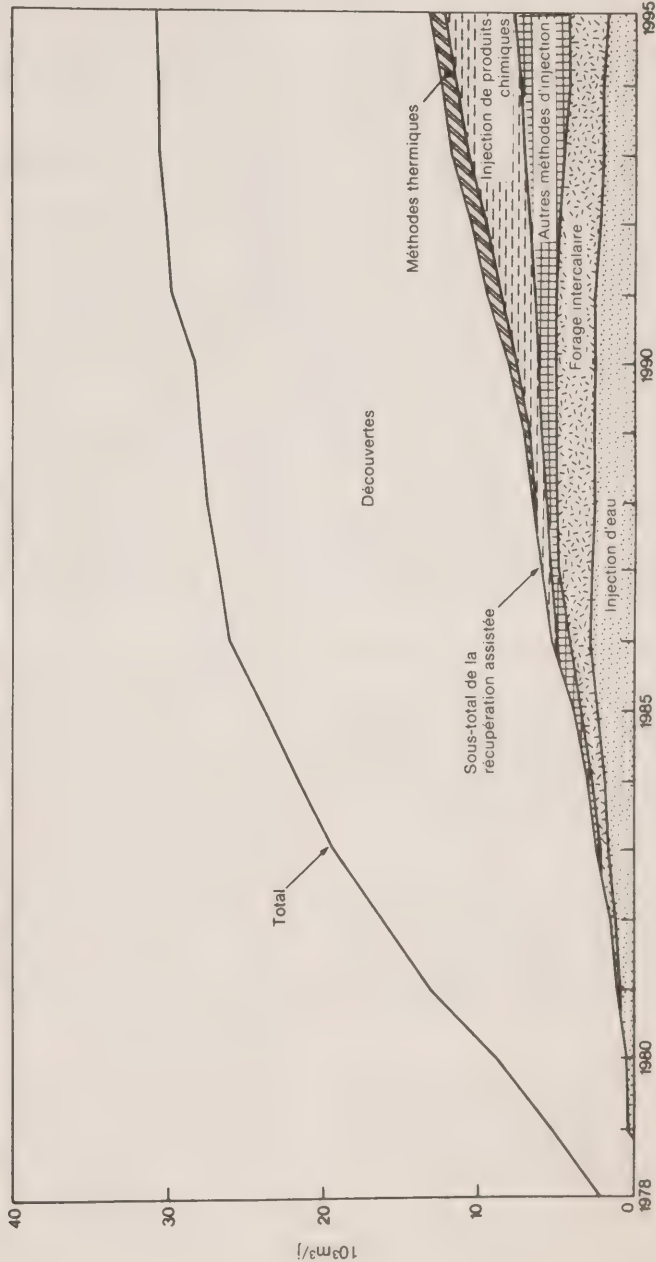


Tableau 3.1

Diapositive 9

[Text]

You can see that for heavy crude oil the contribution of EOR is much greater in percentage terms than for light crude oil.

If we add the forecast production for light crude oil and heavy crude oil, the sum is the dashed line shown on slide 11. Also shown on this figure, as the green or shaded band, is the range of expected production estimated in our current study.

What I want you to remember from this graph is that the expected production by the year 2000 varies from about 30,000 cubic metres a day to 110,000 cubic metres a day.

The next graph shows some of the production forecasts that have been done by other people.

Remember that the NEB range increased gradually and reached 30,000 to 110,000 cubic metres a day by the year 2000. For those of you who cannot see the scale, that is about halfway up the graph. I am sure that it is going to be a very difficult job for the board to pick a more exact value within that range.

There is a great deal more technical information in our submission, Mr. Chairman, that we would be pleased to answer questions on, but in the interests of time I will conclude my general remarks here.

To conclude the formal part of our overall presentation, Mr. Hos has several 35 mm slides that we would like to show. These slides provide some more general information on the nature of crude oil reservoirs and how the various enhanced oil recovery processes work.

(NOTE: These 35 mm. slides could not be reproduced in these proceedings.)

Mr. G. C. Hos, Assistant Director, Oil Supply, National Energy Board: This graph shows the degree to which our dependence on imported oil could grow if we do not decrease the demand for oil or increase domestic supplies. EOR could make a major contribution to reduce the forecast shortfall in domestic supplies if proper incentives are provided.

This slide shows the sedimentary basins in Canada where geologists believe there is a potential for finding oil and gas. Current production is coming from the western Canadian basin, and our tertiary oil will initially increase our supplies from that source. Hopefully, the other basins will also become productive and make their contribution to Canada's energy requirements.

Here we take a closer look at the heavy oil deposits in Alberta. In our brief, we have not touched on the oil sands, but we do include the heavy oil in the Lloydminster area in our potential reserves estimates. Lloydminster is located east of Edmonton on the Alberta-Saskatchewan border.

In our report we discuss how oil accumulates in a porous reservoir rock because its escape is prevented by an impermeable shale which lies just above the reservoir. There are two

[Traduction]

Le graphique suivant fait le même genre de comparaison pour le brut lourd. Dans ce cas précis les méthodes de récupération assistée donnent de bien meilleurs résultats que pour le brut léger.

Si nous additionnons les prévisions de brut léger et de brut lourd, nous obtenons le total indiqué par la courbe en tirets de ce tableau. La bande verte illustre la production prévue dans notre étude en cours.

Ce qu'il ne faut pas oublier de ce tableau, c'est que la production prévue d'ici l'an 2000 varie entre 30,000 et 110,000 mètres cubes par jour.

Le graphique suivant indique certaines des prévisions de production faites par d'autres organismes.

Rappelez-vous que la prévision de l'ONE augmentait graduellement et atteignait 30,000 à 110,000 mètres cubes par jour en l'an 2000. Pour ceux d'entre vous qui ne peuvent pas voir le tableau, c'est environ à mi-chemin du graphique. Je suis convaincu que l'Office aura beaucoup de difficultés à faire une prévision plus exacte.

Notre mémoire contient beaucoup d'autres renseignements techniques, monsieur le président, et nous aimerions vous les donner. Je ne veux cependant pas trop m'étendre et je terminerai ici ma déclaration liminaire.

Pour terminer notre présentation générale, monsieur Hos a amené quelques diapositives 35 mm que nous aimerions vous montrer. Ces diapositives donnent des renseignements généraux sur la nature des gisements de pétrole brut et sur le fonctionnement des différentes méthodes de récupération assistée.

(NOTE: Ces diapositives n'ont pu être reproduites pour présentation dans ce témoignage.)

M. G. C. Hos, directeur adjoint, Groupe des approvisionnements en pétrole, Office national de l'énergie: Ce graphique montre comment notre dépendance envers les importations de pétrole augmentera si nous ne réduisons pas notre demande de pétrole ou si nous n'augmentons pas notre approvisionnement national. La récupération assistée pourrait contribuer grandement à réduire la pénurie prévue d'approvisionnement national si un bon programme d'encouragements est prévu.

Cette diapositive montre dans quels bassins sédimentaires canadiens il se pourrait qu'on trouve du pétrole et du gaz, selon les géologues. La production courante vient du bassin canadien occidental, et le pétrole produit par récupération assistée fera d'abord croître nos approvisionnements provenant de cette source. On espère qu'un jour les autres bassins seront également productifs et contribueront à satisfaire les besoins énergétiques du Canada.

Nous voyons ici de plus près les gisements de pétrole lourd de l'Alberta. Dans notre mémoire, nous n'avons pas abordé la question des sables bitumineux, mais avons cependant inclus dans l'estimation de nos réserves éventuelles le pétrole lourd de Lloydminster, ville située à l'est d'Edmonton, à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan.

Dans notre rapport, nous expliquons comment une couche de schiste imperméable qui recouvre une roche-réservoir poreuse favorise l'accumulation du pétrole. Le pétrole et le gaz

[Text]

[Traduction]

POTENTIAL PRODUCTION FROM HEAVY CRUDE RESERVES ADDITIONS
1978 NEB FORECAST
Expected Case

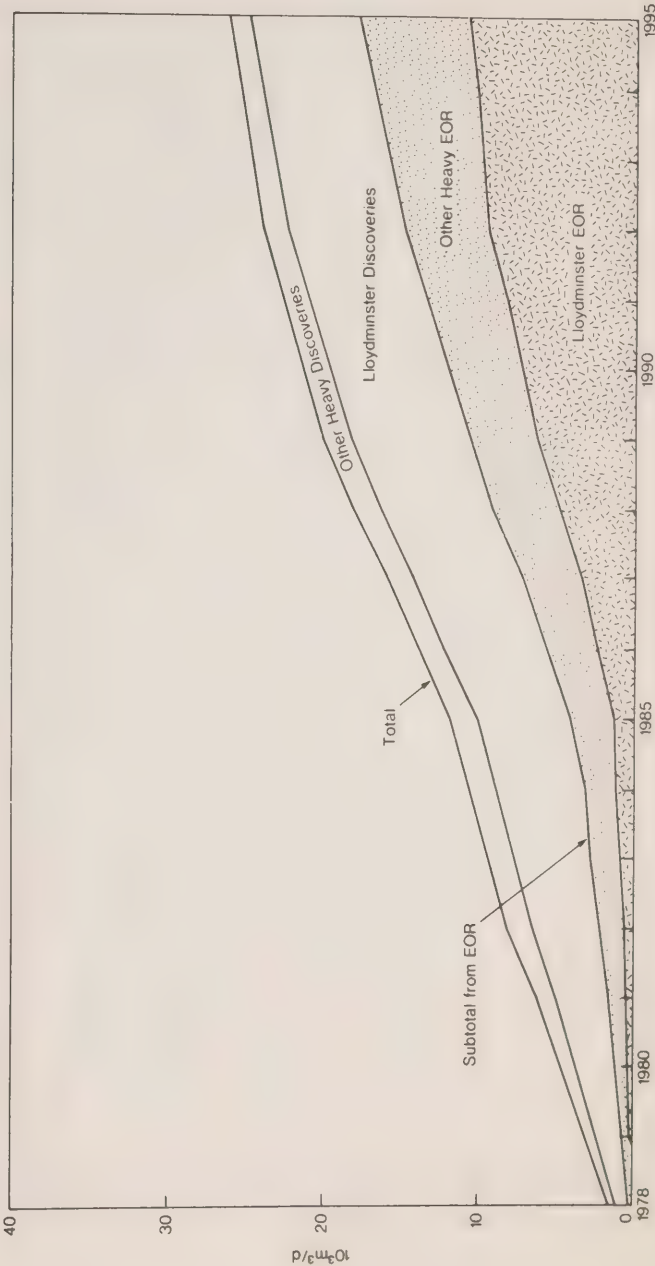


Figure 3.2

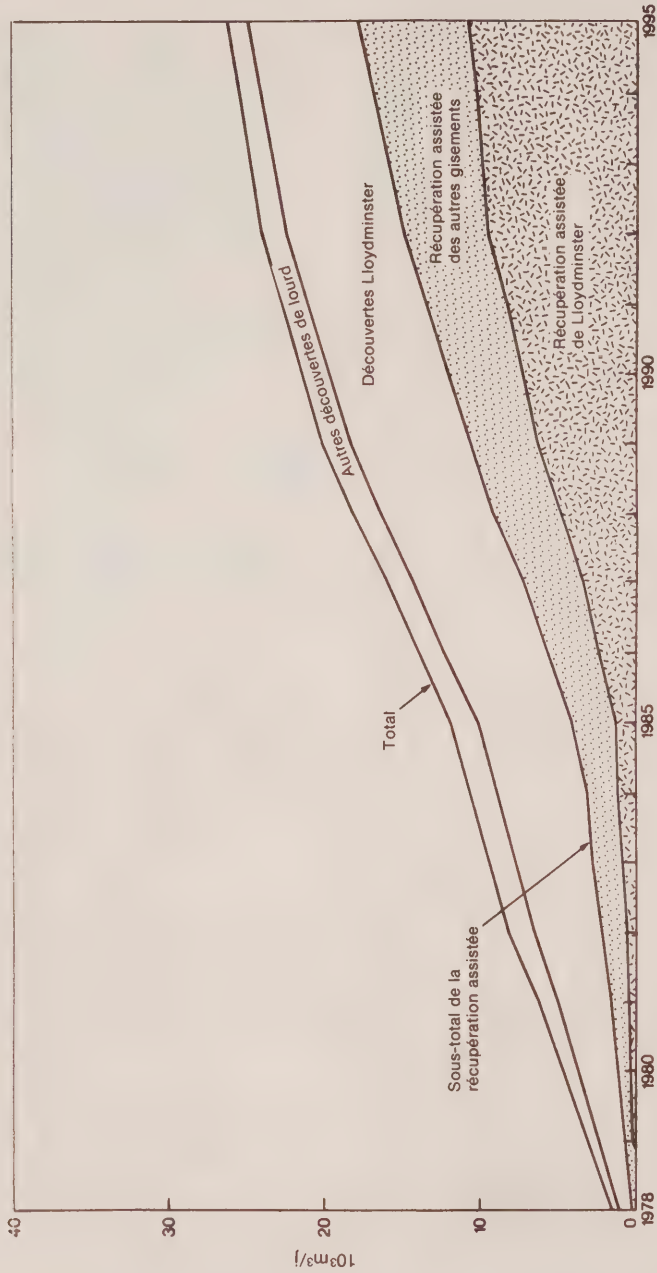
Slide 10

[Text]

[Traduction]

Tableau 3.2

POTENTIEL DE PRODUCTION PAR ADDITION DES RÉSERVES DE BRUT LOURD
PRÉVISION DE 1978 DE L'ONE
CAS PRÉVU



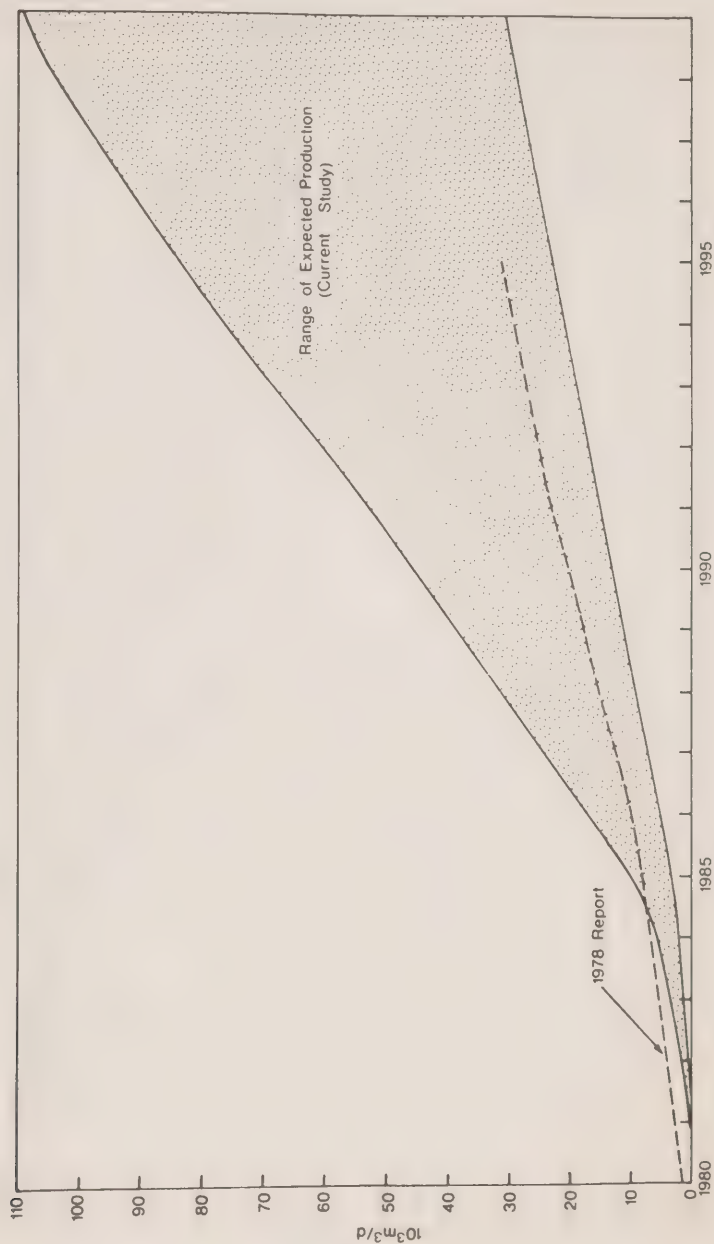
Diapositive 10

[Text]

[Traduction]

Figure 1.2

N.E.B. ESTIMATES OF EOR PRODUCTION **Light & Heavy Crude Oil**



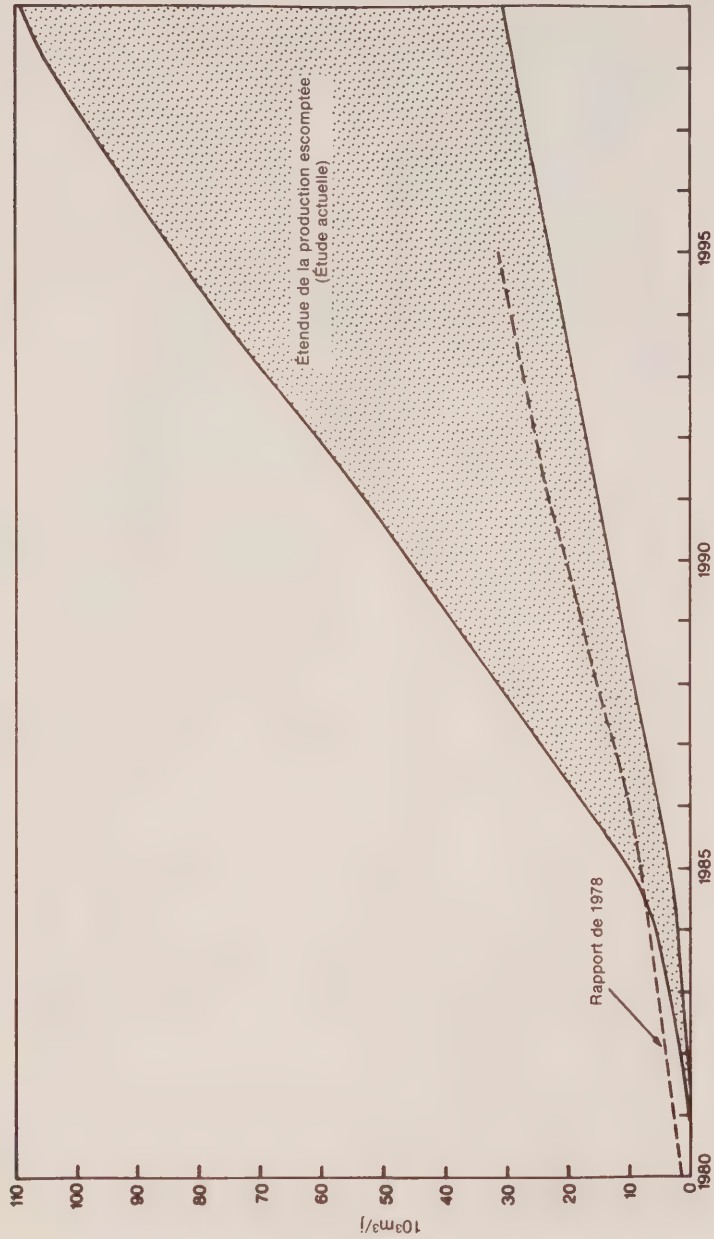
Slide 11

[Text]

[Traduction]

Tableau 1.2

PRODUCTION DE LA RÉCUPÉRATION ASSISTÉE: PRÉVISIONS DE L'ONE
HUILE LOURDE ET LÉGÈRE



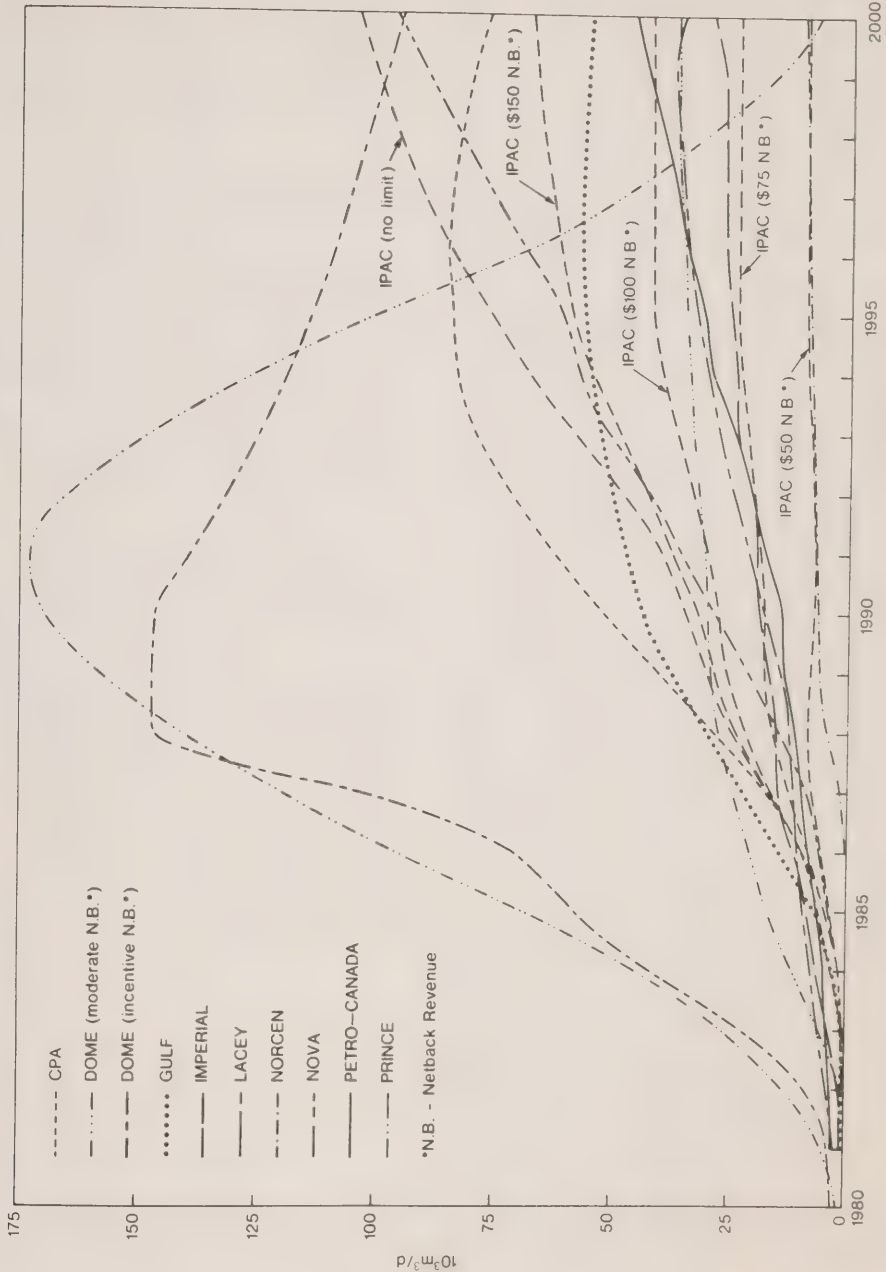
Diapositive 11

[Text]

[Traduction]

Figure 3.3

POTENTIAL PRODUCTION FROM ENHANCED RECOVERY

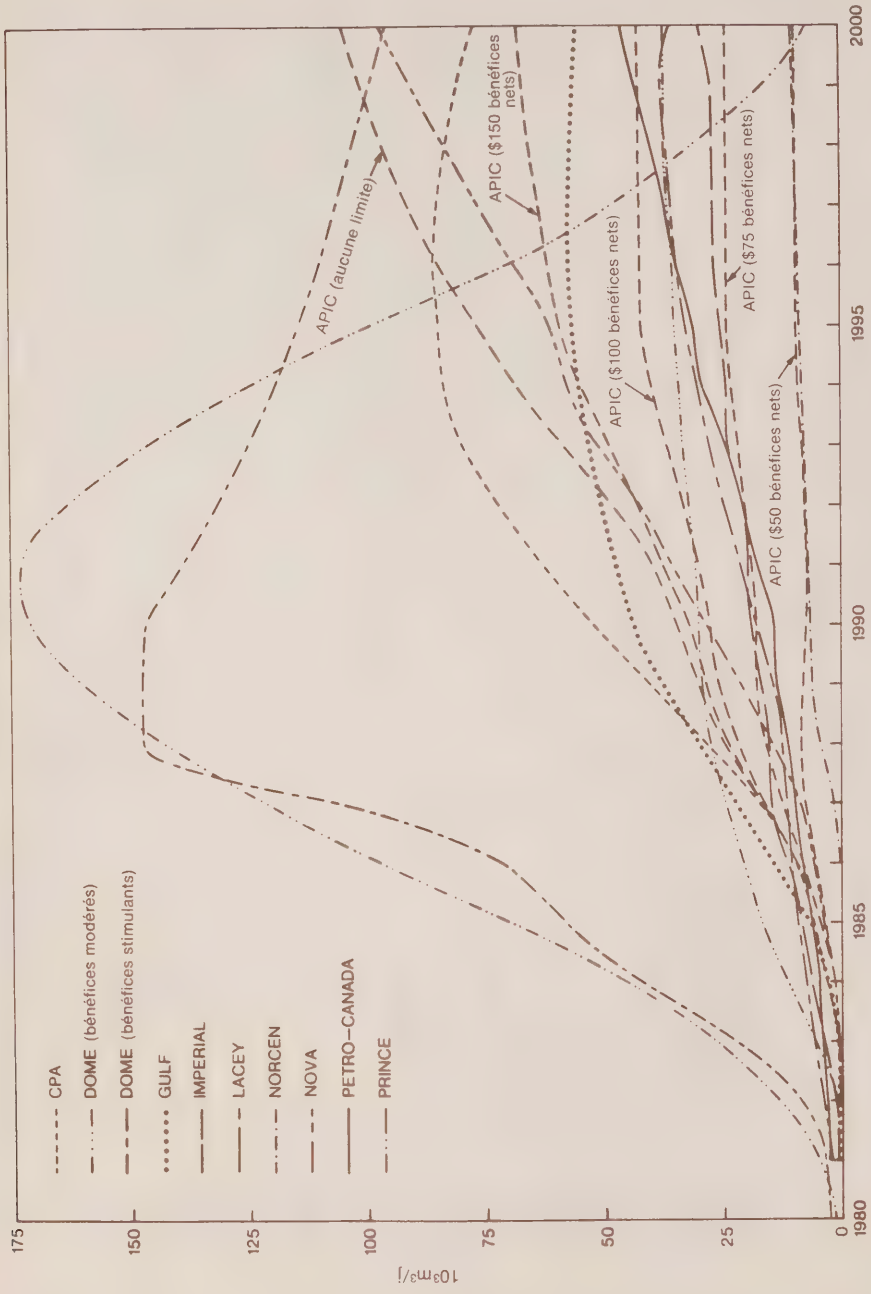


[Text]

[Traduction]

Tableau 3.3

PRODUCTION POTENTIELLE TIRÉE DE LA RÉCUPÉRATION ASSISTÉE DU PÉTROLE



[Text]

types of structures in which oil and gas can accumulate; structural traps and stratigraphic traps. Here you see a structural trap. As the structure on the left does not contain any oil, the oil came probably from the right. Most of these structures are rather easily discovered by surface geology or seismic reflections. The important Leduc discovery in 1947 was found when Imperial drilled such a structure which was identified from seismic records.

More difficult to find are stratigraphic traps such as shown on this slide. Canada's largest oil field, the Pembina Cardium A Pool, is a stratigraphic accumulation.

This is a core from the Pembina Reservoir. For contrast, this core shows carbonate reservoir rock which could very well be from the Leduc Woodbend Pool which was discovered by Imperial in 1947. Retrieving core from a reservoir is one way of obtaining information about the reservoir.

Another indirect method of obtaining information about a reservoir is to measure the properties of the reservoir rock with sophisticated tools and record these measurements on a log. This "well logging" has over the years become a very reliable evaluation method.

Let us now look at various reservoir drive mechanisms. This is the simplest drive where the main driving force of the oil is the solution gas. In our brief, I compared this type of reservoir to a bottle of champagne. This drive mechanism recovers only about 15 per cent of the oil.

A better recovery is obtained if the oil reservoir is overlain by a gas cap or underlain by a layer of water, "aquifer," which through expansion provides extra reservoir energy. But even with these extra sources of energy, the flow eventually stops and we need pumping equipment to bring the oil to the surface.

If the natural energy of the reservoir is being depleted, the production starts to decline. At that time, it becomes quite opportune to maintain the reservoir pressure by injecting water or natural gas in the reservoir. This not only maintains or increases the production rate, but also improves the recovery. These pressure maintenance schemes are normally labelled as secondary recovery projects.

The displacement process of a waterflood is illustrated in this slide and you can see that a significant amount of oil is left behind by this process.

Additional oil can be discovered by a tertiary process, such as LPG miscible flooding. The LPG is injected above the oil and the LPG slug is then displaced by natural gas.

For heavy oil such processes will not work because of the viscosity of the oil. In order to reduce the viscosity and make the oil moveable it is heated up. One method of heating the oil is in situ combustion. The injected air supplies the oxygen needed for combustion.

[Traduction]

s'accumulent dans deux types de structures: les pièges structuraux et les pièges stratigraphiques. Vous voyez ici un piège structural. Comme la structure sur la gauche ne contient pas de pétrole, celui-ci est probablement venu de la droite. Ces structures sont la plupart du temps assez faciles à découvrir par l'étude géologique du terrain ou à l'aide d'ondes sismiques. L'important gisement Leduc, découvert en 1947 par la société pétrolière Impériale, a été repéré par forage dans un piège structural localisé à partir de données sismiques.

Les pièges stratigraphiques comme ceux représentés sur cette diapositive sont plus difficiles à trouver. Le plus grand champ pétrolier du Canada, le Pembina Cardium A, est une accumulation de type stratigraphique.

Vous voyez ici une carotte du réservoir de Pembina. En contraste, cette carotte signale l'existence d'une roche-réservoir contenant du carbonate qui pourrait tout aussi bien provenir du réservoir Leduc Woodbend, découvert par Impériale en 1947. Le carottage est l'une des façons d'obtenir des renseignements sur un réservoir.

Il existe aussi une autre façon d'obtenir indirectement des renseignements sur les réservoirs: on mesure les propriétés de la roche-réservoir à l'aide d'instruments très spécialisés et on inscrit ces mesures dans un registre. Ce «registre d'un puits» est devenu une méthode d'évaluation très fiable.

Regardons maintenant les divers mécanismes de production d'un gisement. Vous voyez ici le type de production le plus simple; le pétrole est produit par expansion du gaz dissous. Dans notre mémoire, j'ai comparé ce type de réservoir à une bouteille de champagne. Ce mécanisme permet de récupérer environ 15 p. 100 seulement du pétrole.

On obtient une meilleure récupération si le réservoir est recouvert d'une nappe de gaz ou s'il repose sur une couche d'eau, ou «aquifère», dont l'expansion fournit un complément d'énergie au réservoir. Mais même avec ces sources d'énergie supplémentaires, le jaillissement cesse un jour et il faut pomper le reste du pétrole jusqu'à la surface.

Si l'énergie naturelle du réservoir s'épuise, la production décline. Il faut alors maintenir la pression à l'intérieur du réservoir en y injectant de l'eau ou du gaz naturel. De cette façon, non seulement le débit de production est maintenu ou augmenté, mais le taux de récupération est plus élevé. Cette phase de l'extraction où l'on met en œuvre d'autres moyens pour maintenir la pression dans un réservoir est normalement appelée récupération secondaire.

Le processus de déplacement par submersion d'eau est illustré sur cette diapositive, et vous voyez qu'une partie importante du pétrole est ainsi perdue.

On peut encore trouver du pétrole par la méthode de récupération assistée, en injectant par exemple du GPL miscible. Ce gaz est injecté au-dessus du pétrole, et ce bouchon est ensuite déplacé par le gaz naturel.

Ces méthodes ne peuvent être utilisées pour le pétrole lourd parce qu'il est trop visqueux. Pour réduire cette viscosité et rendre le pétrole mobile, il faut le chauffer. On recourt alors à la combustion in situ, et l'air injecté fournit l'oxygène nécessaire à cette combustion.

[Text]

Another method of adding heat to the reservoir is steam injection.

That completes this crash course in reservoir engineering.

The Chairman: Thank you. That concludes the presentation. The witnesses are prepared to answer your questions.

I think I could start by saying that I was interested in your comments regarding the technology and research and our obvious dependence on the United States and the desire to rectify that. Is the current interest in enhanced oil recovery again following the United States or is it instituted in Canada?

First of all, could you deal with the first part of my question and tell me what we can do to encourage Canadian technology and research? Secondly, are we again following the United States instead of leading in enhanced oil recovery?

Mr. Vollman: In response to that, I think I should amplify our concern, and that is that Canadian oil reservoirs are different in many characteristics from the United States oil reservoirs. I believe those reservoirs that are similar can ride on the coattails of United States research, but those reservoirs that are different would probably only get the required degree of emphasis if the work were done in Canada. For example, you have heard presentations on heavy oil recovery. Most of the work that is being done in California uses steam as a recovery process, which is very suitable for those reservoirs because the oil tends to be of a higher viscosity than that at Lloydminster and the reservoirs are thicker. I think the body of opinion in Canada is that fire flooding will probably be applicable to the majority of Lloydminster reservoirs.

There are other examples, such as the large percentage of our EOR potential in carbonate pools. It is because of that difference from United States reservoirs that we feel some work should be done in Canada.

I think that answers part of your question but not all of it. Perhaps we could follow up from there.

The Chairman: I notice in recent figures issued by the U.S. Department of Energy that they are very gung ho on enhanced recovery now. I think they are predicting 20 per cent production would be EOR. Are we following, or what is happening?

Mr. Vollman: The majority of enhanced oil recovery work being done now both in Canada and the United States is on pilot projects. While these pilot projects are resulting in a great deal of interest and a lot of technical papers being written, and so forth, I do not believe that in either country we have fully made that transition from pilot project successes—

Senator Guay: If I might interject. By doing that, are they not waiting for the price of oil to go up?

[Traduction]

Une autre façon d'ajouter de la chaleur au réservoir consiste à y injecter de la vapeur.

C'est ainsi que se termine mon cours intensif sur l'ingénierie des réservoirs.

Le président: Merci. La présentation est terminée, et les témoins sont prêts à répondre à vos questions.

Je tiens tout d'abord à souligner que vos remarques sur la technologie et la recherche, et sur notre dépendance évidente à l'égard des États-Unis ainsi que notre désir d'y mettre fin m'ont vivement intéressées. L'engouement actuel pour la récupération assistée du pétrole nous vient-il des États-Unis ou est-ce le Canada qui en a pris l'initiative?

Pourriez-vous d'abord répondre à la première partie de ma question et me dire ce que nous pourrions faire pour encourager le développement de la technologie et les recherches canadiennes? Ensuite, sommes-nous de nouveau à la remorque des États-Unis au lieu d'être les leaders dans le domaine de la récupération assistée.

M. Vollman: Pour vous répondre, je devrais élargir notre horizon et vous dire que les réservoirs pétroliers canadiens ont des caractéristiques fort différentes des réservoirs américains. Lorsque nos réservoirs sont semblables aux leurs, je crois que nous pouvons emboîter le pas à la recherche américaine, mais lorsqu'ils sont différents, les recherches faites au Canada sont seules à pouvoir leur donner toute l'importance voulue. Vous avez par exemple entendu des témoins vous parler de la récupération du pétrole lourd. La plupart des projets d'exploitation de ce genre en Californie utilisent la méthode de récupération par la vapeur qui est parfaitement adaptée à ces réservoirs dans lesquels le pétrole a tendance à être d'une viscosité supérieure à celle du pétrole de Lloydminster et parce que les roches-réservoirs sont plus épaisses. Selon l'opinion la plus répandue au Canada, me semble-t-il la plus grande partie du pétrole de Lloydminster pourrait être récupérée par la méthode de combustion.

Je pourrais aussi vous dire par exemple qu'un fort pourcentage de notre potentiel de récupération assistée se trouve dans des réservoirs de carbonate. Puisque nos réservoirs sont différents de ceux des États-Unis, nous pensons que certaines recherches devraient être faites au Canada.

Cela répond à une partie au moins de votre question. Nous pourrions y revenir par la suite.

Le président: D'après les chiffres récents publiés par le ministère américain de l'Énergie, je remarque que ce ministère s'est lancé tête baissée dans la récupération assistée. Je crois qu'il prévoit que 20 p. 100 de la production serait par récupération assistée. Sommes-nous à la remorque, ou que se passe-t-il?

M. Vollman: La plus grande partie de la production de pétrole par récupération assistée se fait actuellement au Canada et aux États-Unis dans le cadre de projets-pilotes. Ces projets suscitent un grand intérêt et une avalanche d'articles techniques et ainsi de suite, mais je ne crois pas qu'aucun des deux pays ait encore dépassé le stade du projet-pilote...

Le sénateur Guay: Puis-je vous interrompre. N'attendent-ils pas tout simplement que le prix du pétrole augmente?

[Text]

Mr. Vollman: In my mind I would doubt it, but I cannot answer for the corporate boardrooms of the oil companies.

Senator Guay: But it is not a bad thought, is it? Everyone knows that the price of oil is going to increase. We have just had a \$2 a barrel increase in Saudi Arabia, and we know that here in Canada we are looking at certain increases over the next few years. Knowing that these price increases are coming, the industry is involving itself in these various pilot projects and studies.

We should bear in mind that a good many of the wells in the west that had been capped have not yet been put back into production, and they will not be put back into production until the price reaches the level they want. It is not a question of disincentives and risks, as witness after witness coming before this committee has said. Is it not your opinion that they are simply waiting for the price to reach the level they want?

Mr. Vollman: I think one could certainly draw a scenario that would show that it would be in their interests to wait, senator, but there is a very good argument why they should not wait—and it is one they would consider—that being that the longer you wait to install tertiary recovery in a reservoir, the less chance there is that that project will ever be successful.

We showed you slides earlier of the water saturation building up in the reservoir. The longer water is injected, obviously the more water there is in the reservoir. If this process continues for too long, the economics of going back into that reservoir make tertiary recovery projects very unlikely—and I am talking about such things as re-drilling wells where they have been abandoned and trying to move all that water through the reservoir to get at the oil. So, I would think it is in the producers' interests, if the economics are right, to implement as soon as possible.

Senator Guay: Once they get the project underway, it is to their advantage to proceed. However, they can simply sit on known reservoirs until the price reaches the level they want.

A little while ago someone likened it to a bottle of champagne. I think that was a poor analogy, because I have seen capped bottles of champagne evaporate to almost nothing, and that is certainly not the situation with oil reservoirs.

I agree that we should have these pilot projects. I agree that once a waterflood process is initiated, it would be difficult to stop in the middle of it and close the project for a time. However, those projects that are being held in abeyance awaiting the outcome of the pilot projects are not in danger. Those reservoirs are not going to deteriorate in any material sense.

Mr. Vollman: I am not aware of any significant-sized oil reservoir in Canada, senator, that is not currently on production.

Senator Riley: Are you talking now of EOR?

[Traduction]

M. Vollman: J'en douterais, mais je ne peux répondre au nom des conseils d'administration des sociétés pétrolières.

Le sénateur Guay: Mais ce n'est pas si bête. Tout le monde sait que le prix du pétrole va encore augmenter. Il vient juste d'être majoré de \$2 le baril en Arabie-Saoudite, et nous savons qu'ici au Canada, il augmentera graduellement au cours des prochaines années. Sachant donc que les prix augmenteront, l'industrie s'est lancée dans ces divers projets-pilotes et études.

Nous ne devrions pas oublier qu'un grand nombre des puits qui avaient été fermés dans l'ouest n'ont pas encore été remis en service et qu'ils ne le seront pas tant que le prix n'aura pas atteint le niveau désiré. Il n'est pas question de risques et de mesures de non-incidentation, comme l'ont affirmé les uns après les autres les témoins que nous avons entendus. Ne pensez-vous pas qu'ils attendent tout simplement que le prix du pétrole ait atteint le niveau qu'ils veulent?

M. Vollman: On pourrait certainement monter tout un scénario dans lequel ils auraient intérêt à attendre, sénateur, mais ils ont une très bonne raison de ne pas attendre, et je crois qu'ils s'en inspireraient en effet. Plus vous attendez pour procéder à une récupération assistée dans un réservoir, moins bonnes sont vos chances de réussite.

Nous vous avons tout à l'heure montré les diapositives sur le phénomène de l'accumulation de l'eau dans un réservoir. Plus on y injecte de l'eau, plus il en contiendra évidemment. Si on applique cette méthode trop longtemps, il est peu probable qu'il soit rentable d'y retourner avec des méthodes de récupération assistée et je pense notamment au reforage des puits fermés et au déplacement de toute cette eau accumulée dans le réservoir pour pouvoir arriver au pétrole. Je pense donc qu'il est dans l'intérêt des producteurs, si la situation économique s'y prête, de mettre leur projet à exécution le plus vite possible.

Le sénateur Guay: Une fois le projet lancé, ils ont avantage à s'y engager résolument. Mais ils peuvent aussi tout simplement s'asseoir sur des réserves prouvées jusqu'à ce que le prix atteigne un niveau souhaité.

Quelqu'un a tantôt utilisé la comparaison de la bouteille de champagne. C'était, me semble-t-il, une bien mauvaise analogie, car j'ai déjà vu des bouteilles de champagne rebouchées, dont le contenu s'était presque complètement évaporé, ce qui n'est certainement pas le cas des réservoirs de pétrole.

Je conviens que nous devrions avoir ces projets-pilotes. J'accepte aussi qu'une fois la méthode d'injection d'eau adoptée, il serait difficile de stopper les opérations et de fermer le projet pendant un certain temps. Mais les projets auxquels on ne donne pas pour l'instant suite dans l'attente des résultats des projets-pilotes ne sont pas en danger. Ces réservoirs ne vont subir aucune détérioration matérielle de quelque nature que ce soit.

M. Vollman: Je ne connais pas de réservoirs de pétrole importants au Canada, sénateur, qui ne soient pas exploités à l'heure actuelle.

Le sénateur Riley: Parlez-vous maintenant de récupération assistée?

[Text]

Mr. Vollman: No, with a secondary recovery mechanism. There are no capped reservoirs, as Senator Guay referred to.

Senator Guay: You are saying that they are all on production?

Mr. Vollman: Any significant-sized reservoir that has the potential to produce is on production.

The Chairman: Can you give the committee some idea of the percentage of the pools in Canada that have reached the advanced stage of depletion where EOR is now impractical? In other words, how many pools have we lost because this has not been done?

Mr. Vollman: The percentage of the reservoirs we have lost is negligible at this point in time. We generally subscribe to the view that action has to be taken within the next five to ten years or we will start to lose that advantage. The average water cut for Canadian reservoirs is now approaching 60 per cent.

Senator Riley: Mention has been made of the fire process. Did I understand you to say that the fire process would be the most efficient for EOR in Canadian wells? Is that right?

Mr. Vollman: That is what I said, yes.

The Chairman: In Lloydminster.

Mr. Vollman: In Lloydminster, yes, for heavy oil.

Senator Riley: The Americans are using the fire process as well, are they not?

Mr. Vollman: The Americans have put emphasis on steam, and they have done so because of the quality of the California reservoirs. There is some fire work being done there, but the emphasis is on steam.

Senator Riley: Some of the American witnesses who have appeared before the committee have stressed the fact that their final method would be the fire process.

Your slide presentation included a graph showing where in Canada oil may be recovered from the ground. In that connection, I am wondering whether you have ever heard of an oil-bearing mineral known as albertite, which is to be found in Albert County, New Brunswick. I have seen samples of it, and it is like a solidified black crude. It is very shiny and is somewhat different from the samples which would come from the oil sands of Alberta. Do you know anything at all about that mineral?

Mr. Vollman: I will ask Mr. Hiles to respond to that.

Mr. W. A. Hiles, Assistant Director, Geology & Reserves, National Energy Board: I am afraid, senator, I know very little about it. I do recall reading something about it many years ago, and the reference was to the very low grade of the mineral. At that time it was indicated that it was not economic to exploit it. I suspect there is no mechanism to separate the material from the rock at this point in time.

Senator Riley: We do not yet have authority, under the terms of reference, to go into the maritime area. Dealing

[Traduction]

M. Vollman: Non, mais de récupération secondaire. Il n'y a pas de réservoirs fermés, comme le pense le sénateur Guay.

Le sénateur Guay: Vous dites qu'ils sont tous productifs?

M. Vollman: Oui, tous les réservoirs importants ayant un potentiel de production, sont exploités.

Le président: J'ai une autre question. Pouvez-vous donner au comité une idée du pourcentage de réservoirs au Canada qui sont épuisés au point qu'il n'est pas rentable de recourir à une des méthodes de récupération assistée? Autrement dit, combien de réservoirs avons-nous perdu parce que ces méthodes n'ont pas été appliquées?

M. Vollman: Le pourcentage des réservoirs perdus est négligeable en ce moment. Nous partageons en général l'opinion selon laquelle il nous faudra agir dans les 5 ou 10 prochaines années sous peine de perdre cet avantage. La moyenne d'eau dans les réservoirs canadiens est voisine à l'heure actuelle de 60%.

Le sénateur Riley: Il a été question de la méthode par combustion. Ai-je compris que cette méthode de récupération assistée, serait, selon vous, la plus efficace dans les puits canadiens? Cela est-il exact?

M. Vollman: Oui, c'est ce que j'ai dit.

Le président: A Lloydminster.

M. Vollman: Oui, et pour le pétrole lourd.

Le sénateur Riley: Les Américains utilisent aussi la méthode par combustion, n'est-ce pas?

M. Vollman: Les Américains ont surtout utilisé l'injection de vapeur d'eau, ils l'ont fait en raison des propriétés des réservoirs californiens. Ils utilisent aussi la méthode par combustion, mais c'est celle à la vapeur qu'ils préfèrent.

Le sénateur Riley: Certains des témoins américains qui ont comparu devant le Comité ont souligné que c'est le procédé de récupération par combustion qu'ils adopteraient en définitive.

L'une de vos diapositives nous montrait dans quelle partie du Canada on pourrait récupérer du pétrole à la surface. A ce sujet, je me demande si vous n'avez jamais entendu parler d'un minerai pétrolier connu sous le nom d'albertite que l'on trouve dans la circonscription d'Albert au Nouveau-Brunswick. J'en ai vu des échantillons, et il ressemble à du pétrole noir solidifié. C'est un minerai très brillant, assez différent des échantillons provenant des sables bitumineux de l'Alberta. Que savez-vous sur ce minerai?

M. Vollman: Je demanderais à M. Hiles de vous répondre.

M. W. A. Hiles, directeur adjoint, Groupe de la géologie et des réserves, Office national de l'énergie: Malheureusement sénateur, je sais très peu de choses à ce sujet. Je me souviens avoir lu quelques pages sur cette roche, il y a de nombreuses années, et il était question de la très faible teneur en pétrole de ce minerai. On disait alors qu'il n'était pas rentable de l'exploiter. Je suppose qu'il n'existe pas encore de procédé pour séparer le pétrole de la roche.

Le sénateur Riley: Nous n'avons pas encore l'autorisation, en vertu de notre mandat, d'étudier les réserves sous-marines.

[Text]

briefly with the New Brunswick oil fields, the Albert County oil field, which was at least one of the first oil fields discovered in Canada, has been supplying the city of Moncton with natural gas for some 60 years.

I am wondering whether any study has been made by the National Energy Board as to the possibility of enhanced oil recovery in the Albert County field. The last time I visited the field, production was down to 50,000 barrels of oil a year. The gas reserves are dwindling, but it supplied the city of Moncton at one time with natural gas for both industrial and domestic users. What study has the National Energy Board made in connection with that area?

Mr. Vollman: I think the short answer to your question, Senator Riley, is that we have not included that reservoir in any of the enhanced oil recovery studies that we have done. Because of the large number of reservoirs, we have been able to look at only the larger ones.

Mr. Jenkins: Another difficulty, senator, is that the field is so old, there is virtually no information on it. Even the people in New Brunswick do not have sufficient information to carry out additional studies on it.

Senator Riley: That field has also supplied the gypsum industry in that area with energy, or at least that was the case several years ago. The streams of that area contain bubbles resulting from the natural gas coming right through the water. Whether that is from the same pool or not, I do not know.

Taking into consideration that at one time this field supplied the whole of the city of Moncton with natural gas and, additionally, produced oil, which was partially refined in the area, it would seem to warrant some study by the National Energy Board. The oil from that field is not of high viscosity, but certainly at the time I last visited the field they were sending about 50,000 barrels of a light brown crude to Imperial Oil in Halifax to be further refined. I am just wondering why the National Energy Board has not studied this more closely.

Mr. Jenkins: We asked the New Brunswick people if they had considered enhanced recovery in that field, and their response was, as I said, that it was a very old field. They have no information on the wells and they do not know how many wells were drilled. It is impossible to make a study of it, I suppose, without redrilling the wells, and it is difficult to anticipate whether the field has been depleted on a primary basis. It is just lack of information. We have not made any recent studies on it.

Senator Riley: But you have technicians in the field, do you not?

Mr. Jenkins: We have one office in Calgary where the people are involved in reserve estimation, but we are not involved in resource development in the provinces. The provincial people would be involved in that.

Senator Nurgitz: I assumed, following a question by Senator Guay, that in terms of failure to move in with an enhanced

[Traduction]

Je dirais un mot des champs pétrolières du Nouveau-Brunswick. Le champ de la circonscription d'Albert qui a été probablement l'un des premiers à être découvert au Canada approvisionne la ville de Moncton en gaz naturel depuis quelque 60 années.

Je me demande si l'Office national de l'énergie a fait des études quant à la possibilité d'une récupération assistée du pétrole de ce champs. Lors de ma dernière visite à cet endroit, la production était tombée à 50,000 barils de pétrole par an. Les réserves de gaz s'épuisent, mais il fut un temps où elles répondraient aux besoins industriels et domestiques en gaz naturel de la ville de Moncton. Quelle étude l'Office national de l'énergie a-t-il faite sur cette région?

M. Vollman: Je peux vous dire sans détour, sénateur Riley, que ce réservoir n'a été inclus dans aucune des recherches que nous avons faites sur la récupération assistée du pétrole. Vu le grand nombre de réservoirs, nous n'avons pu retenir que les plus importants.

M. Jenkins: L'autre difficulté sénateur, est que ce champ est si vieux qu'il n'y a pratiquement aucun renseignement à son sujet. Même au Nouveau-Brunswick on ne trouve pas assez de renseignements pour approfondir les recherches.

Le sénateur Riley: Ce champ a également fourni de l'énergie à l'industrie du gypse dans cette région, c'était du moins ce qui se passait il y a sept ans. Les cours d'eau de cette région sont pleins de bulles formées par le gaz naturel qui traverse l'eau. Mais je ne sais si ce gaz provient du même réservoir ou non.

Compte tenu du fait qu'à un moment donné ce champ approvisionnait en gaz naturel toute la ville de Moncton et produisait par ailleurs du pétrole qui était en partie raffiné sur place, n'est-ce pas une raison suffisante pour que l'Office national de l'énergie l'étudie? Le pétrole de ce champ n'est pas très visqueux, mais en tout cas la dernière fois que je m'y suis rendu il produisait 50 000 barils d'un pétrole brun clair qu'on envoyait aux raffineries de la Société pétrolière impériale à Halifax. Je me demande seulement pourquoi l'Office national de l'énergie n'a pas davantage étudié ce cas.

M. Jenkins: Nous avons demandé au gouvernement du Nouveau-Brunswick s'il avait envisagé d'utiliser la méthode de récupération assistée pour ce gisement, et il nous a répondu, comme je l'ai dit, que c'était un très vieux champ. Il n'existe aucun renseignement sur les puits, et on ne sait même pas combien de puits ont été forés. Il est impossible d'étudier la situation, je suppose, sans ouvrir ces puits, et il est difficile de savoir si la production primaire les a épuisés. Nous manquons tout simplement de renseignements et c'est pourquoi nous n'avons fait aucune étude récente sur ce champ.

Le sénateur Riley: Mais vous avez bien des spécialistes dans le domaine, n'est-il pas vrai?

M. Jenkins: Nous avons un bureau à Calgary qui s'occupe d'estimer les réserves, mais nous n'avons rien à faire dans le développement des ressources provinciales. C'est un domaine de compétence provinciale.

Le sénateur Nurgitz: J'ai supposé, après la réponse à une question du sénateur Guay, qu'en ce qui a trait à l'adoption

[Text]

recovery program we have been slow in this country. Do I understand that the answer you have given is that to this point we have not lost anything of substance?

Mr. Vollman: Yes, that is what I said. I do not believe we have lost anything of substance to this point.

Senator Nurgitz: But then taking it one step further, I take it we are getting into the next stage where we could.

Mr. Vollman: That is right, and I mentioned the timeframe, the next five to 10 years.

Senator Nurgitz: Is there some sort of study which indicates how quickly we have to move on that? Say the next five years?

Mr. Vollman: In fact, there is some disagreement among the professionals in this area. There are professionals who insist, and they are in the minority, that we have not lost anything by waiting. I think what it boils down to is a matter of semantics as to what you are losing and that is going to cost a lot more money by waiting. I referred earlier to the extra water that you are going to have to pump out. Provided you are willing to incur the costs of redrilling a well and moving all that water, then you have to agree with the people who say you have not lost any opportunity, but I think in pragmatic terms you have lost the opportunity, because the economics have deteriorated. It is difficult to draw a window and say it is exactly ten years. What is happening is that the economics are progressively deteriorating. When I say 10 years, that is just a judgment call. I think we have to act in this decade.

Senator Nurgitz: Just on that matter, I have a question which I suppose you could consider a tax-related question. Have there been sufficient incentives for the industry, or in your judgment has that been a deterrent instead of an incentive? Perhaps I should not use the word "deterrent," but has it been nothing as opposed to an incentive?

Mr. Vollman: These are things we are trying to determine in our inquiry, but perhaps I could say this, that prior to the National Energy Program, the problem almost certainly was that oil prices were not high enough. They could not do it at \$16.75 a barrel. After the National Energy Program, the price appears to be high enough—\$30 a barrel. What is uncertain at this point in time is how all of the mechanics of the National Energy Program are going to work and how they are going to interface with provincial programs. I think many of these things are unclear at this time until a provincial-federal accord is reached, and I think we are in the same position as industry in terms of being able to calculate exactly what in fact the net impact of the National Energy Program will be.

Senator Guay: That is because they have been trying to obtain the approval of the province before it is too late, am I right?

[Traduction]

d'un programme de récupération assistée, nous avons vraiment été lents à agir au Canada. Êtes-vous en train de nous dire maintenant qu'au point où nous en sommes nous n'avons rien perdu d'important?

M. Vollman: Oui, c'est ce que j'ai dit. Je crois que nous n'avons encore rien perdu d'essentiel.

Le sénateur Nurgitz: Mais si je vais au bout de ma pensée, je comprends que nous arrivons à une nouvelle étape où nous pourrions être perdants.

M. Vollman: C'est exact, et j'ai indiqué la limite des 5 à 10 prochaines années.

Le sénateur Nurgitz: Y a-t-il une étude qui nous indique quand nous devons agir dans ce domaine? Mettons dans les cinq prochaines années?

M. Vollman: En réalité, les spécialistes ne s'entendent pas à ce sujet. Certains, et c'est une minorité, soutiennent que le fait d'attendre ne nous a rien fait perdre. Tout cela revient à une question de sémantique: ce que nous perdons et ce qui va coûter beaucoup plus cher si nous attendons. Je faisais allusion plus haut au surplus d'eau que nous aurons à retirer des réservoirs. Si nous sommes disposés à assumer le coût reforage d'un puits et à en pomper toute cette eau, alors on peut être d'accord avec ceux qui disent que nous n'avons encore rien perdu, mais, selon moi, d'un point de vue pratique, c'est une chance de perdue parce que les conditions économiques se sont détériorées. Il est difficile de dire que c'est exactement dans dix ans. Ce qui se produit, c'est que la situation économique va en se détériorant. Alors quand je dis dix ans, c'est un appel au bon sens, car je crois que nous devons agir dans la présente décennie.

Le sénateur Nurgitz: Justement à ce propos j'ai une question à poser qui, je suppose, pourrait être considérée comme une question de nature fiscale. A-t-on suffisamment encouragé l'industrie dans cette voie ou, selon vous, la possibilité de la récupération assistée n'a-t-elle pas eu pour effet de dissuader plutôt que d'encourager les industries. Je ne devrais peut-être pas utiliser le mot dissuader, mais n'y a-t-il pas un vide plutôt qu'un encouragement.

M. Vollman: Ce sont des points que nous cherchons à clarifier dans notre enquête, mais je pourrais vous dire qu'avant l'adoption du programme énergétique national c'était presque certainement le prix trop élevé du pétrole qui faisait problème. Les industries ne pouvaient exploiter ce gisement à \$16,75 le baril. Après l'adoption de ce programme, le prix semble être assez élevé, à \$30 le baril. Ce qui est incertain pour l'instant c'est de savoir comment tout le mécanisme du programme énergétique national doit fonctionner et comment il va s'intégrer aux programmes provinciaux. Plusieurs de ces points resteront obscurs tant qu'une entente fédérale-provinciale n'aura pas été conclue, et je crois que nous sommes dans la même situation que l'industrie en ce qui concerne notre capacité d'évaluer avec exactitude l'impact net du programme énergétique national.

Le sénateur Guay: C'est parce qu'ils ont cherché à obtenir l'approbation de la province avant qu'il ne soit trop tard. Ai-je raison?

[Text]

Mr. Vollman: I am not sure that that was a condition of the tertiary supplement.

Senator Guay: I will come back to that later, when my turn comes.

Mr. Vollman: I think there were some conditions in the National Energy Program.

Senator Nurgitz: On that subject, and because I am not really all that satisfied that you have given me a direct answer to my question, it is really a question of whether greater tax incentives to the industry, as in the case in so many of these things, are not sufficient incentive to get the program going. You talk about trying to avoid getting into a crisis situation and moving in the next five years. Accepting that, would the industry move more quickly and better if they had better incentives? And following on that I was going to put this question to you that we have had people before us who have talked about the situation in the United States where they have had people in these programs, and they have been getting people since the 1920s, and what sort of shake they get in terms of their own tax break?

Mr. Vollman: I don't think I can give you any details on the exact netback that Getty Oil has in California. My understanding is, however, that they get something like \$40 a barrel for any tertiary oil they recover now, and that the amount of rent collected by the government is substantially less than in Canada. So I think their netbacks are far higher in California than ours in Canada. I think increased netbacks in Canada are essential to get the industry moving. At the present time I am only aware of one major enhanced oil recovery project that is out for regulatory approval, and that is Esso's carbondioxide miscible project at Judy Creek. But Esso has announced just this week that for the time being they have to shelve that program because the economics are not there.

Senator Nurgitz: What you are saying is that there must be some method either of incentive or price or tax breaks, somewhere or other, because the industry looks at the bottom line. I take it that what you are saying is that some people in government circles had better look at the tax situation so as to make it more attractive and thus make it proceed more quickly.

Mr. Vollman: The approach we have taken in our recommendations has been to look at the bottom line as well, because that is the easiest one. As you will recall, we said that the netback had to be in the range of \$15 or \$20 a barrel to give industry an incentive to get moving.

The Chairman: And the \$30 a barrel—what is its impact?

Mr. Vollman: That is what at the present time we are unable to determine. The National Energy Program introduced at least six features that impact on producer netbacks. The mechanics and the details as to how they are going to implement it have not yet been promulgated, and it is my understanding that they are not doing anything at this time pending discussion with the provinces. Therefore, I am sug-

[Traduction]

M. Vollman: Je ne suis pas sûr que c'était là une des conditions du supplément pour la récupération assistée.

Le sénateur Guay: J'y reviendrai tout à l'heure quand ce sera mon tour.

M. Vollman: Je crois que le programme énergétique national avait posé certaines conditions.

Le sénateur Nurgitz: Pendant que nous y sommes et parce que je ne crois pas que vous ayez répondu directement à ma question, il s'agit vraiment de savoir si en offrant des encouragements fiscaux plus importants à l'industrie, comme cela se produit dans tant d'autres domaines, on pourrait mettre le programme en marche. Vous dites que vous cherchez à éviter une situation de crise qui se produira dans les 5 prochaines années. Si nous admettons cette hypothèse, l'industrie agirait-elle plus rapidement et mieux si on l'y encourageait davantage? Et puis j'allais aussi vous parler de la situation suivante: certains des témoins qui ont comparu devant nous nous ont parlé de la situation aux États-Unis où on applique ce genre de programme depuis 1920; mais quels avantages fiscaux en retire-t-on?

M. Vollman: Je ne crois pas pouvoir vous donner de détails sur les profits nets réalisés par *Getty Oil* en Californie. D'après mes renseignements, elle obtient environ \$40 le baril pour tout le pétrole récupéré de façon assistée et paie au gouvernement un loyer bien inférieur à celui exigé au Canada. Je pense donc que ses profits nets sont beaucoup plus élevés en Californie qu'au Canada. Il est essentiel d'augmenter la marge bénéficiaire au Canada pour que l'industrie se décide à agir. En ce moment je ne connais qu'un seul grand projet de récupération assistée de pétrole pour lequel on fait une demande d'autorisation réglementaire, le projet de gaz carbonique miscible de *Judy Creek*. Mais la société *Esso* vient d'annoncer cette semaine qu'elle a dû suspendre la réalisation de ce projet en raison des conditions économiques défavorables.

Le sénateur Nurgitz: Vous dites qu'il doit exister une méthode quelque part, que ce soit à l'aide de stimulants ou de dégrèvements fiscaux, parce que l'industrie s'intéresse au prix de seuil et que certains fonctionnaires feraient bien de se pencher sur les dégrèvements fiscaux, afin de les rendre plus attrayants et plus rapides.

M. Vollman: Dans nos recommandations, nous avons également préféré nous pencher sur le prix de seuil, parce que c'est l'approche la plus facile. Comme vous vous en souviendrez peut-être, nous avons dit que les rentrées devraient être de l'ordre de \$15 ou \$20 le baril, pour qu'elles puissent servir de stimulant à l'industrie.

Le président: Et à \$30 le baril, quelle est l'incidence?

M. Vollman: C'est ce que nous ne sommes pas en mesure de déterminer à l'heure actuelle. Le Programme énergétique national a présenté aux moins six caractéristiques ayant des répercussions sur les rentrées du producteur. Le mode d'application n'en a pas encore été établi et je crois comprendre que les responsables ne feront rien avant d'en avoir discuté au préalable avec les provinces. Par conséquent, il est impossible de faire le calcul immédiatement, faute de détails.

[Text]

gesting to the committee that it is impossible to do that calculation right now because we do not have the details.

Mr. Jenkins: We have also allowed the submitters to the total energy hearings until the end of December this year to supplement their submissions, and we are hoping to hear more about the impact of the NEP on the enhanced recovery programs. We will see later how successful they are in that approach.

The Chairman: If I may just use the ballpark figure they use of 43 to the provincial, 23—33, is that it? Then \$20 netbacks would be \$60 oil.

Mr. Vollman: I will refer that to Mike Walker, our financial man. That sounds like good arithmetic to me.

Mr. M. C. Walker, Head, Financial Models, National Energy Board: I did not catch the percentage you used, but there is great variation between the provincial interpretation of what that percentage take is and the federal interpretation. Much of that relates to whether you include land costs or land purchase bonuses as part of provincial revenue.

The provincial government feels that the federal government's proposal for an import compensation charge to be added to the price of oil is part of the federal revenue, and the federal government's estimation is that it is not. I would warn you, therefore, against using those percentages of revenue take in trying to determine a netback from those things. That may not be answering your question, but I would just say it is not as simple as being able to apply a percentage to a particular case.

The Chairman: Thank you.

Mr. Vollman: We have tried in our brief, Mr. Chairman, to stay out of the area of revenue sharing and rent collection; rather, we talk about the bottom line: What does the producer need to develop EOR?

Senator Guay: Mr. Chairman, many people have made reference to the federal budget and its effect or impact on energy matters generally, but I have yet to hear a definition of the exact problem, or the exact effect of that budget vis-à-vis the oil industry.

When Mr. Griffith was before this committee a short time ago, I questioned him on that assiduously because he had made reference to the budget and its effect, going into quite an elaboration of the whole subject. But when I finally stopped him and asked him to explain, I did not get an answer. And he is CPA.

But perhaps you can explain the impact of the budget. Maybe you can, because at page 1-12 of your brief you make the following statement:

Current incentives for EOR development include incentive pricing, royalty reductions, tax concessions, research subsidies and government cost-sharing on pilot projects.

[Traduction]

M. Jenkins: Nous avons également autorisé ceux qui ont présenté des mémoires dans le cadre des audiences qui se dérouleront jusqu'en fin décembre 1980 les critères d'énergie à compléter leurs exposés et nous espérons ainsi en entendre davantage au sujet des répercussions du Programme énergétique national sur la récupération assistée. Nous examinerons plus tard les succès remportés grâce à cette approche.

Le président: Si vous me permettez d'utiliser un chiffre approximatif, c'est 43 pour la province, 23—33, n'est-ce pas? Et dans ce cas, \$20 de bénéfices nets représentera \$60 de pétrole.

M. Vollman: Je vais passer la parole à Mike Walker, notre spécialiste en finances. Cela me semble être un bon exercice d'arithmétique.

M. M. C. Walker, chef des modèles financiers, Office national de l'énergie: Je n'ai pas compris le pourcentage que vous avez utilisé, mais l'interprétation provinciale et celle du gouvernement fédéral varient passablement pour ce qui est de la proportion à appliquer. Tout dépend de savoir si vous incluez les coûts fonciers et les primes d'acquisition de terrains dans le revenu provincial.

Le gouvernement provincial estime que les indemnités versées en matière d'importation devraient être imputées au revenu fédéral, contrairement à ce qu'en pense le gouvernement fédéral, qui veut les ajouter au prix du pétrole. Je vous recommanderais donc de ne pas utiliser les pourcentages de part de revenu dans la détermination des bénéfices. Cela ne vous satisfait peut-être pas, mais la question n'est pas aussi simple que d'appliquer un pourcentage à un cas donné.

Le président: Merci.

M. Vollman: Monsieur le président, nous avons essayé dans notre mémoire de ne pas aborder la question de partage des recettes et de recueillir des loyers, mais de parler plutôt du prix de seuil: de quoi a besoin le producteur pour faire de la récupération assistée?

Le sénateur Guay: Monsieur le président, nombre de personnes ont fait allusion au budget fédéral et à ses répercussions sur les questions énergétiques en général. Toutefois, je n'ai pas encore entendu une définition du problème exact qu'il pose à l'industrie pétrolière.

Lorsque M. Griffith a comparu devant ce Comité il y a quelques instants, je n'ai pas manqué de la lui demander, étant donné qu'il avait parlé en long et en large du budget et de ses répercussions. Mais quand finalement je l'ai arrêté pour avoir des explications, je n'ai pas obtenu de réponse. Pourtant il fait partie de l'Association canadienne du pétrole.

Mais vous pourriez peut-être nous donner les répercussions du budget, car à la page 1-12 de votre mémoire vous faites la déclaration suivante:

Les stimulants actuels en matière de récupération assistée comprennent: des prix incitatifs, une réduction des redevances, des concessions fiscales, des subventions à la

[Text]

My goodness! If that is the case, I should like to know the effect, because the federal government has been criticized for not giving anything, and yet here you are listing all these current incentives, and I notice that further on in your brief you even go as high as a 150 per cent tax deduction. Possibly you could explain those statements to the committee, because I am sure we would find your explanation most interesting.

Mr. Jenkins: I believe the 150 per cent we were talking about was for research, senator.

Senator Guay: Then just leave that aside and deal with the statement at the bottom of page 1-12.

Mr. Jenkins: Well, senator, there are these incentives, but the netback to the producer would have to be somewhere in the order of \$15 to \$25 to make it attractive for him to go ahead with the enhanced oil recovery. That was not there prior to the National Energy Program. We are now at the point where we are asking for submissions from people who will be appearing before us in January. We hope to gain some additional information from them, but it may be that in many cases, even in January, they will not be prepared to speak to the impact of the National Energy Program.

Senator Guay: A while ago you mentioned that you would have to make a study from time to time. I am concerned about that, and it is one of the reasons for my questions relative to the budget and its impact—and, incidentally, I have yet to receive an answer to that question.

Let me be specific. I want to know, in dollars and cents, what this statement on page 1-12 means. I would like to know what it means per barrel or what it means to the producer. Obviously, I am not going to get an answer to that question. The list of incentives sounds great, when you read it the way I did a moment ago, but what does it mean in dollars and cents? That is the point. Can anybody in the room give me an answer to that question?

There are those in the west who are decrying the budget, saying it is having a disastrous effect on the energy situation and the ability of companies to cope, saying that it is going to destroy them. Are they right or are they wrong? If I knew the answer to the question, would I be tempted to agree with them? Surely you people who are experts in this field, who are involved in it on a daily basis, can explain to this committee what the impact of the budget is or, at least, what the incentives are to which you are making reference.

You know, when you make statements like the one on page 1-12, you are somewhat like a politician in that it is a broad statement. We make broad statements, too, but at least when we make them we know we are going to be called upon to explain them. That is all I am asking you to do, to explain the effect of this and do so in detail.

Mr. Jenkins: With respect to the impact of the National Energy Program, senator, we are not familiar with what the impact is at the moment. All we have said is what the bottom line is. We do not know what the final result of the agreement

[Traduction]

recherche et un partage des coûts du gouvernement pour les projets pilotes.

Eh bien, dans ce cas, j'aimerais bien connaître les répercussions, étant donné que le gouvernement fédéral a été critiqué pour ne pas être assez généreux. Or, vous m'énumérez ici tous les stimulants actuels et je remarque que, plus loin dans votre mémoire, vous parlez même d'une déduction d'impôt allant jusqu'à 150 p. 100. Vous pourriez peut-être expliquer cela au Comité, car je suis sûr que nous trouverons votre explication des plus intéressantes.

M. Jenkins: Je pense que les 150 p. 100 dont il s'agissait s'appliquaient à la recherche, sénateur.

Le sénateur Guay: Eh bien dans ce cas laissez ça de côté et parlez-moi de votre déclaration du bas de la page 1-12.

M. Jenkins: Ce sont des stimulants, mais les recettes devront se situer entre \$15 et \$25 le baril pour que le producteur puisse continuer à faire de la récupération assistée. Cela n'existait pas avant l'apparition du Programme énergétique national. A l'heure actuelle, nous demandons aux personnes qui comparaitront ici en janvier de nous soumettre des mémoires. Nous espérons y trouver des renseignements supplémentaires mais il se peut que dans nombre de cas, même en janvier, les témoins ne soient pas disposés à parler des répercussions du Programme énergétique national.

Le sénateur Guay: Il y a quelques instants, vous avez dit devoir faire une étude de temps en temps. Cela m'intéresse et c'est l'une des raisons pour lesquelles je vous ai posé des questions concernant le budget et ses répercussions et, à propos, j'attends toujours une réponse.

Soyons précis. Je veux savoir en dollars et au cent près ce que la déclaration de la page 1-12 signifie, par baril ou pour le producteur. De toute évidence, on ne va pas me répondre à ce sujet. La liste des stimulants est fantastique lorsque vous l'analysez comme je l'ai fait il y a quelques instants mais traduisez-moi ça en dollars. Est-ce que quelqu'un pourrait me répondre?

Les résidents de l'Ouest critiquent fortement le budget en disant qu'il a des répercussions désastreuses sur la situation énergétique et sur la capacité des sociétés à y faire face; ils disent même qu'elles vont faire faillite: ont-ils raison? Si je connaissais la réponse, serais-je tenté d'être d'accord avec eux? Vous qui êtes expert en la matière et qui vous en occupez tous les jours, vous pouvez certainement expliquer au Comité les répercussions du budget, ou tout au moins les stimulants dont vous parlez.

Lorsque vous faites des déclarations aussi générales que celles qui se trouvent à la page 1-12, vous n'avez l'air d'un politicien. Nous aussi nous en faisons, mais au moins on s'attend à ce qu'on nous demande de préciser. C'est tout ce que je vous demande de faire: me donner des précisions.

M. Jenkins: Pour ce qui est du Programme énergétique national, sénateur, nous n'en connaissons pas encore les répercussions. Tout ce que nous avons dit, c'est ce que nous entendions par prix seuil. Nous ne savons pas non plus quels

[Text]

between Alberta and the federal government will be, or between the producing province and the federal government will be; we do not know whether it will be a National Energy Program or some new, negotiated arrangement.

Senator Guay: Let me change my question around. What is the difference between the previous policy and the new budget? There must be a difference that can be put into a figure. Is the percentage lower or higher? What is involved? There must be a figure that someone can identify for us.

Mr. Jenkins: Maybe Mr. Vollman can elaborate on that.

Mr. Vollman: Again I cannot answer your question directly, senator; all I can say is that I am sure most of the computers in Calgary are busy these days just churning away in order to try to evaluate what the impact of the recent budget will be.

I share your concern in wanting that number or figure. The board also is interested in this matter. That is why we have asked submitters to our hearings to file this additional information with us. We want to know the number as badly as you do.

In that direction, the National Energy Board has an undertaking with the chairman of your committee to provide at a later date any additional information along this line that we are able to gather. We do not have those answers today.

The Chairman: What you are saying, and what Mr. Griffith said, is that no one knows the impact of the budget.

Mr. Vollman: Not yet.

Senator Guay: But they are all saying it is bad. That is exactly what I am getting at. How can you say it is bad, when you don't know?

Mr. Jenkins: At the moment we are not making any comment on whether it is good or bad.

Senator Guay: Let me refer you to the top of page 1-15, where you make the following statement:

The federal budget of October 28, 1980 revised the incentives provided for EOR projects contained in the Income Tax Act.

To me, an incentive is an increase of some kind: it is something good; it is something more. If that is the case, then I am right back to saying: How much, then, is it more?

Mr. Jenkins: I have to give the same answer: we really don't know—

Senator Guay: But you are making all kinds of statements and you cannot provide the answers. I am not asking stupid questions—at least, I don't think so. These are questions that all western Canadians are asking right now.

Mr. Jenkins: All we are setting out here, on page 1-15, is what has been indicated in the National Energy Program. We are not saying what the impact of that is on—

Senator Guay: Perhaps I did not read it right. Let me read it again:

[Traduction]

seront les résultats de l'accord conclu entre l'Alberta et le gouvernement fédéral: s'agira-t-il d'un programme énergétique national ou d'un nouvel accord négocié?

Le sénateur Guay: Permettez-moi de poser ma question autrement. Quelle est la différence entre la politique précédente en matière énergétique et le nouveau budget? Il doit bien y avoir une différence qui puisse s'évaluer en chiffres. Le pourcentage est-il inférieur ou supérieur? Quels éléments cela comprend-il? Il doit y avoir un chiffre.

M. Jenkins: M. Vollman pourrait peut-être vous répondre.

M. Vollman: Je ne peux une fois de plus vous répondre directement, sénateur. Je suis sûr pourtant que la plupart des ordinateurs de Calgary s'acharnent en ce moment à essayer d'évaluer l'impact du récent budget.

Je comprends que vous vouliez avoir des chiffres; l'Office aimerait bien en avoir aussi et c'est la raison pour laquelle nous avons demandé au futurs témoins de déposer ces renseignements supplémentaires: nous avons aussi hâte que vous de connaître les chiffres.

À propos, l'Office national de l'énergie s'est entendu avec le président de votre comité pour fournir ultérieurement tout renseignement supplémentaire que nous aurions pu recueillir. Mais pour le moment nous n'avons pas de réponse.

Le président: Vous voulez dire, et c'est ce qu'a dit M. Griffith également, que personne ne connaît les répercussions du budget à l'heure actuelle?

M. Vollman: Non. Pas encore.

Le sénateur Guay: Mais tout le monde dit qu'elles sont mauvaises et c'est exactement là où je veux en venir: Comment peut-on faire une telle déclaration, quand on ne sait pas?

M. Jenkins: Pour le moment, nous n'émettons aucun commentaire quant à savoir si ces répercussions sont bonnes ou mauvaises.

Le sénateur Guay: Permettez-moi de vous renvoyer en haut de la page 1-15, où vous faites la déclaration suivante:

«Le budget fédéral du 28 octobre 1980 a révisé les stimulants offerts pour les projets de récupération assistée visés dans la Loi de l'impôt sur le revenu.»

Pour moi, qui dit stimulant, dit augmentation. Cela a donc un caractère positif. Dans l'affirmative, ai-je raison de demander: «De combien est cette augmentation?»

M. Jenkins: Je dois encore vous donner la même réponse: nous ne le savons pas pour le moment...

Le sénateur Guay: Vous faites des déclarations et vous ne pouvez même pas donner de réponse. Mes questions ne sont pas stupides—ou tout au moins je ne le pense pas et c'est le genre de questions que posent actuellement les Canadiens de l'Ouest.

M. Jenkins: Nous ne faisons que reprendre, à la page 1-15 du rapport le contenu du Programme énergétique national et nous ne parlons pas de son impact sur...

Le sénateur Guay: Je n'ai peut-être pas lu correctement. Permettez-moi de lire à nouveau le passage:

[Text]

The federal budget of October 28, 1980 revised the incentives provided for EOR projects . . .

That is a revision. It is added. It is more. You are making the statement; I am reading from your brief.

Mr. Jenkins: We said it "revised"—not necessarily more.

Mr. Vollman: Senator, I think we can give you the hard numbers on the changes in the depletion allowance. Mr. Walker will be pleased to give those to you.

Mr. Walker: This reference is specifically to EOR projects. There are three cost components they might consider. There is the cost of wells, the drilling costs; there are the surface capital equipment costs; and then there are the upgrading facilities necessary for heavy oil. Prior to the National Energy Program, the April 10 budget in 1978, two years ago, defined upgrading plants as manufacturing processes and therefore came under a completely different section of the Income Tax Act. So this National Energy Program changed the classification of those plants and changed a multitude of different tax regulations relating to upgrading plants. I would say that it is generally positive for upgrading plants. For the surface facilities for enhanced oil recovery projects, the previous rate of depletion allowed in the Income Tax Act was 50 per cent. It has been reduced to 33 per cent. There is a slight reduction in tax incentives for surface facilities. The well drilling costs remain at 33½ per cent. The National Energy Program did not change those depletion costs for enhanced oil recovery projects. For other conventional oil development it eliminated those depletion allowances.

Senator Guay: So the depletion allowances were reduced.

Mr. Walker: For conventional oil production. For enhanced oil recovery they were maintained. So there were some positive and some negative changes for enhanced oil recovery.

Senator Guay: If I had read the rest of the paragraph, it would have been similar to what you are saying. I see that two lines further down it says 33½ per cent. It says further:

These incentives amount to 20 percent of expenditures for companies with more than 75 percent Canadian ownership starting in 1981,—

We are coming to that now:

and 10 per cent of expenditures for companies with more than 50 per cent Canadian ownership starting in 1982.

The reason for my bringing this out is that for all the incentives that you have, and again using your own comment, they have to have, according to your paper here, the approval of the provincial governments.

At page 1-14 in the third paragraph, it says:

[Traduction]

«Le budget fédéral du 28 octobre 1980 a révisé les stimulants prévus pour les projets de récupération assistée . . .»

Il s'agit d'une révision, donc d'un ajout. Vous en faites la déclaration que je lis dans votre mémoire.

M. Jenkins: Nous avons dit: «a révisé» ce qui ne veut pas forcément dire «rajouter»

M. Vollman: Sénateur, je pense que nous sommes en mesure de vous donner des chiffres concernant les changements survenus dans la déduction pour épuisement et M. Walker sera heureux de le faire.

M. Walker: Ces chiffres ont trait aux projets de récupération assistée et tiennent compte de trois éléments: le coût des puits, les coûts de forage et de matériel en surface. Ensuite, il y a les usines d'amélioration requises pour le pétrole lourd. Avant la création du Programme énergétique national, le budget du 10 avril 1978 définissait ces usines comme des centres de transformation, les incluant, par conséquent, dans une partie tout à fait différente de la Loi de l'impôt sur le revenu. Ainsi, le Programme énergétique national a changé la classification de ces usines ainsi qu'une multitude de règlements fiscaux y afférents. Je dirais que dans l'ensemble, c'est une bonne chose pour ces installations. En ce qui concerne les installations en surface pour les projets de récupération assistée, l'ancien taux d'épuisement autorisé dans la Loi de l'impôt sur le revenu était de 50 p. 100 et il a maintenant été réduit à 33 p. 100. En outre il y a une légère réduction des dégrèvements fiscaux en ce qui concerne les installations en surface mais les coûts de forage restent à 33½ p. 100. Le Programme énergétique national n'a pas changé les déductions pour épuisement concernant les projets de récupération assistée, alors que pour le pétrole conventionnel, il les a éliminées.

Le sénateur Guay: Il y a donc réduction des déductions pour épuisement?

M. Walker: Pour l'exploitation du pétrole conventionnel oui, mais pas pour la récupération assistée. Il y a donc eu des changements à la fois positifs et négatifs pour la récupération assistée.

Le sénateur Guay: Si j'avais lu le reste du paragraphe, je l'aurais constaté moi-même. Je vois en effet que deux lignes plus bas, on mentionne 33½ p. 100 et plus loin on dit:

Ces stimulants s'élèvent à 20 p. 100 des dépenses des sociétés à contrôle canadien de plus de 75 p. 100, à compter de 1981, . . .

Nous en venons maintenant à ceci:

—et à 10 p. 100 des dépenses dans le cas des sociétés appartenant pour au moins 50 p. 100 à des Canadiens, à compter de 1982.

Si j'en parle c'est que je constate qu'à l'égard de tous les encouragements que vous proposez, et selon vos dires les sociétés doivent obtenir, d'après votre document, l'approbation des gouvernements provinciaux.

A la page 1-14, au troisième paragraphe, voici ce qu'on dit:

[Text]

A tertiary supplement will be paid by the federal government for oil produced from approved tertiary recovery projects.

Then you go on to say:

This proposal is subject to agreement by the provincial governments and requires that current provincial incentives remain in place.

That is all tied in with the other incentives we are talking about, provided the provincial government agrees—am I right?—and that their policy remains the same—am I right?

Mr. Vollman: That is correct.

Senator Guay: It does not matter what the energy policy is. We are at the mercy of the province to agree on any incentives that we are providing these companies, particularly Canadian companies. So if a provincial government does not agree, it means that the whole thing can be slackened down and almost come to a standstill until we get that agreement—am I right?

Mr. Vollman: The full extent of the conditions that are in the National Energy Program would probably better be addressed to the departmental officials when you have them appear before this committee.

Senator Guay: I see. I am sorry. I am following your own paper that you provided me with today. I thought we were questioning you on what you included in it and not what the departmental officials included. They will have something else to tell us when they come here, and I will be asking them questions too.

I notice that all of the provinces—Alberta, Saskatchewan and British Columbia—have their various policies, but it is all subject to the approval of the provinces before any of the companies, which want to take the incentive under the energy policy, can carry on. That is what I am concerned with at the moment.

Let me turn now to another point. I refer you to page 1-19. It says:

The National Energy Program (NEP) may provide producers with some of the financial incentives needed to overcome the expense—

And then there is the word "risk," which we often hear you and all the experts use:

of EOR development.

That appears on page 1-19 under the heading "Suggested Incentives for EOR Development."

Without reading the whole paragraph, you might, in a few words, tell me what are those financial incentives needed to overcome the expense and particularly the risks, which I am very interested in. Would you give that same producer the financial incentive not only to overcome the expense but also

[Traduction]

Un supplément tertiaire sera versé par le gouvernement fédéral pour le pétrole produit dans le cadre de projets de récupération tertiaire approuvés.

Vous poursuivez ensuite en disant:

Cette proposition doit être entérinée par les gouvernements provinciaux et nécessite le maintien des encouragements présentement consentis par les provinces.

Tout est lié aux autres encouragements dont nous parlons, pourvu que le gouvernement provincial accepte—et que sa politique demeure inchangée—si je ne m'abuse?

M. Vollman: C'est exact.

Le sénateur Guay: Peu importe ce qu'est la politique énergétique. Nous devons attendre que la province accepte tout encouragement que nous offrons à ces sociétés, surtout aux sociétés canadiennes. Ai-je raison de dire que si un gouvernement provincial n'est pas d'accord, cela signifie que tout le projet peut être ralenti et presque abandonné tant que nous n'obtenons pas cette approbation?

M. Vollman: La question concernant l'entière portée des conditions exposées dans le programme énergétique national aurait probablement avantage à être posée aux représentants du ministère lorsque ces derniers comparaitront devant votre comité.

Le sénateur Guay: Je vois. Je suis désolé. Je m'inspire simplement du document que vous nous avez remis aujourd'hui. Je croyais que nous pouvions vous poser des questions au sujet de ce que vous mentionnez dans votre document et non pas au sujet de ce que les représentants y ont inclus.

Ces derniers auront autre chose à nous dire lorsqu'ils comparaitront devant nous et je leur poserai également certaines questions. Je remarque que toutes les provinces—l'Alberta, la Saskatchewan et la Colombie-Britannique—ont leur propre programme, et qu'il faut dans tous les cas leur approbation avant que n'importe quelle société qui veut obtenir un encouragement dans le cadre du programme énergétique, puisse mettre son projet à exécution. C'est ce qui me préoccupe pour le moment.

Permettez-moi de passer à un autre point. Reportez-vous à la page 1-19 où il y est dit ce qui suit:

Le programme énergétique national (PEN) peut offrir aux producteurs une partie des incitations financières dont ils ont besoin pour absorber les dépenses et—

vient ensuite le mot «risques» que vous utilisez souvent, tout comme tous les spécialistes,

—inhérents à la récupération assistée.

Vous trouverez cette citation à la page 1-19 sous la rubrique «Incitants proposés pour l'expansion de la récupération assistée.»

Sans lire tout le paragraphe, peut-être pourriez-vous me dire en peu de mots quels sont les stimulants financiers dont les producteurs ont besoin pour aller au devant des dépenses et surtout des risques, ce qui m'intéresse beaucoup. Accorderiez-vous à ce même producteur le stimulant financier non seule-

[Text]

the risk that he is taking—or does he need the two before you give him this particular incentive to help him out?

Mr. Vollman: On the risk aspect, I pretty much agree with the statements made by officials of the Canadian Petroleum Association when they were before this committee: that the risk one encounters with these projects is that the capital is invested up front with the expectation that you are going to get incremental oil several years down the road. Because the technology is not well developed, there is a great deal of uncertainty associated with whether or not you are going to get that oil. That is my understanding of risk.

Senator Guay: Perhaps I can ask you the same question that I asked Mr. Griffith: Do you think the banks would put in millions of dollars if they thought the risk was that great?

Mr. Vollman: I am not aware of any banks at the present time putting millions of dollars into tertiary recovery.

Senator Guay: You must be aware that the banks are also hiring experts to give them some good advice, such as Dr. Prince of the Royal Bank of Canada in Calgary? He is not there just for show; he is there to give good solid advice to the bank when it is making an investment.

Mr. Vollman: Let me go back to what I said: I realize that they are setting up this capability, but I do not believe that at the present time they are lending any large amounts of money to tertiary recovery projects.

Senator Guay: They are getting lined up; otherwise they would not be hiring him.

I should like some further information. I refer you to page 1-20, paragraph ii:

The October 1980 federal budget includes a tax on LPG's produced in western Canada, including LPG's reinjected into the reservoir to improve oil recovery.

I know what it is. I know that there is a tax on the liquid that is going underground. Perhaps you could explain it briefly to me again. That would not be an incentive, I would say, if they are taxing that, would it?

Mr. Vollman: No. There is a tax being put on all liquefied petroleum gases being removed in gas plants in western Canada. That tax is non-discriminatory. What we are suggesting is that if those LPGs are used for EOR, rather than being sold into other markets, they should be exempt from that tax.

Now, we have a number of reasons for saying that, at least two of which are important. The first is that we feel that this is a very beneficial use of the LPGs. For every barrel of LPG that you inject you will probably get something like two barrels of oil back. Secondly, the LPGs that you inject are cycled through the reservoir, and I guess it causes a tax problem of levying the tax every time this LPG is reproduced and re-injected.

[Traduction]

ment pour aller au devant de ses dépenses mais également du risque qu'il court—ou a-t-il besoin des deux avant que vous lui accordiez ce stimulant particulier?

M. Vollman: Pour ce qui concerne le risque, je suis presque d'accord avec ce qu'ont dit les représentants de l'Association canadienne du pétrole lorsqu'ils ont comparu devant vous: à savoir que le risque que l'on court avec ces projets c'est de procéder à une mise de fonds initiale en espérant plusieurs années plus tard récupérer plus de pétrole. La technologie n'étant pas bien au point, il est très difficile de dire si l'on parviendra éventuellement à récupérer ce pétrole. C'est ce que signifie pour moi le risque.

Le sénateur Guay: Je puis peut être vous poser la question que j'ai déjà adressée à M. Griffith. Croyez-vous que les banques investiraient des millions de dollars, si elles croyaient que le risque était aussi grand?

M. Vollman: Je ne connais pour l'instant aucune banque qui investit des millions de dollars dans la récupération tertiaire.

Le sénateur Guay: Vous devez savoir que les banques ont également recours aux conseils de spécialistes notamment M. Prince de la Banque Royale du Canada à Calgary. Il n'est pas là que pour la frime mais plutôt pour conseiller sérieusement la banque lorsqu'elle doit effectuer un investissement.

M. Vollman: Permettez-moi de revenir à ce que j'ai dit. Je me rends compte qu'elles veulent se lancer sur ce mardi, mais je ne crois pas qu'à l'heure actuelle elles consentent des prêts importants à l'égard des projets de récupération tertiaire.

Le sénateur Guay: La banque royale se prépare; autrement elle n'aurait pas retenu les services de cet homme.

J'aimerais obtenir de plus amples renseignements. Je vous reporte à la page 1-20, paragraphe ii:

Le budget fédéral d'octobre 1980 inclut une taxe sur le gaz de pétrole liquéfié produit dans l'Ouest du Canada, y compris le gaz de pétrole liquéfié réinjecté dans le réservoir afin d'améliorer la récupération du pétrole.

Je sais ce dont il s'agit et qu'une taxe est imposée sur le liquide qui est injecté dans le sous-sol. Peut-être pourriez-vous me l'expliquer de nouveau brièvement. Ce ne serait pas un stimulant, selon moi, que d'imposer une taxe sur ce liquide.

M. Vollman: Non. Une taxe est imposée sur tous les gaz de pétrole liquéfiés qui sont récupérés des usines à gaz dans l'Ouest du Canada. Cette taxe n'est pas discriminatoire. Nous recommandons lorsque ces gaz de pétrole liquéfiés sont utilisés pour la récupération assistée qu'ils soient exempts de cette taxe, plutôt que d'être vendus à d'autres marchés.

Nous avons un certain nombre de raisons pour le dire dont deux au moins sont importantes. Dans un premier temps, nous croyons que c'est une façon très avantageuse d'utiliser le gaz de pétrole liquéfié. En effet, pour chaque baril de gaz de pétrole liquéfié que vous injectez, vous pouvez récupérer deux barils de pétrole. Dans un deuxième temps, comme les gaz de pétrole liquéfié que vous injectés—passent par un cycle dans le réservoir, je suppose qu'il devient alors difficile d'imposer une taxe à chaque fois que ce gaz de pétrole liquéfié est reproduit et réinjecté.

[Text]

Mr. Jenkins: I might also comment that the cost of the LPG is a very significant part of the cost of the enhanced recovery process, and a tax just adds to the cost of the producer, and the higher netback that he requires.

Sernator Guay: I made reference a while ago to page 1-12, paragraph 1.3, where you tell us about current incentives for enhanced oil recovery. This looks good until one come to your second paragraph on page 1-22. I will just read that.

The risks involved in EOR development are compounded by the instability of pricing and government fiscal policy.

That is almost contrary to what you are saying now. Perhaps you will clarify that for me.

Mr. Jenkins: I think I mentioned earlier that in an enhanced oil recovery project the producer is required to put the money up front, with the expectation that he is going to recover more oil in the future. All we are suggesting is that if there was a stable policy on pricing, and a stable fiscal policy, the producer would be more inclined to get involved in a project which has that risk of putting money up front and getting money back some time in the distant future.

Senator Guay: I will just finish reading that paragraph, because it is all in the same parcel.

However, the prospect of expanding government influence in the industry raises apprehensions that could discourage investments in EOR.

My question is, how does it discourage it?

Mr. Jenkins: I think all we are trying to indicate there is that the changing tax regimes and the changing prices do cause uncertainty as far as the industry is concerned.

Senator Guay: I am not satisfied with your answer, but I have to accept it.

Lastly, I would like to deal with the question of review. I will probably get the same answer as I did on the budget. To me, a review means, "We are studying it; we are looking at it." I honestly believe that reviews take too long. You say:

Uncertainties with respect to provincial policy and the government's intention to periodically review and change many provisions of the National Energy Program do little to diminish this apprehension.

I do not disagree with what you are saying, but it seems to me that review is always a long process. You may have some comments that you wish to make in this regard. Whether it is the government that is involved, or the National Energy Board, it seems to me that these reviews take a long time. It takes a long time for the effects of the budget to be defined, and it takes a long time for all of these things. I do not think we encourage anyone when we tell them that we are going to

[Traduction]

M. Jenkins: Je pourrais également ajouter que le coût du gaz de pétrole liquéfié représente une part très importante du coût de la récupération assistée et qu'une taxe vient tout simplement grossir les coûts du producteur qui doit alors réaliser un retour net plus élevé.

Le sénateur Guay: J'ai parlé tantôt du paragraphe 1.3 de la page 1-12, où vous parlez des encouragements actuels accordés pour la récupération assistée. Tout va bien jusqu'à ce qu'on arrive au deuxième paragraphe, de la page 1-22. Je vous lirai simplement ceci:

Les risques de la récupération assistée s'aggravent avec l'instabilité de l'afixation des prix et la politique fiscale du gouvernement.

Vous nous dites presque le contraire maintenant. Peut-être pourriez-vous éclaircir ce point.

M. Jenkins: Je crois que j'ai mentionné plus tôt qu'en ce qui concerne la récupération assistée, le producteur doit effectuer une mise de fonds initiale et s'attendre à récupérer éventuellement plus de pétrole. Tout ce que nous voulons dire ici, c'est que s'il y avait une certaine stabilité en matière de fixation de prix et de politique fiscale le producteur aurait beaucoup plus tendance à se lancer dans un projet qui comporte le risque d'investir initialement et de récupérer beaucoup plus tard une partie de sa mise de fonds.

Le sénateur Guay: Je finis simplement la lecture de ce paragraphe puisqu'il forme un tout.

... Toutefois, la possibilité de voir le gouvernement exercer son influence sur l'industrie fait naître des appréhensions qui pourraient décourager les investisseurs à s'intéresser à la récupération assistée.

Je vous demande de quelle façon la menace de cette expansion pourrait décourager les investisseurs?

M. Jenkins: Je crois que tout ce que nous tentons de dire c'est que les changements de régimes fiscaux et de prix font naître l'incertitude du moins au sein de l'industrie.

Le sénateur Guay: Votre réponse ne me satisfait pas, mais je dois l'accepter.

En fait, j'aimerais parler de la question de l'examen. J'obtiendrais probablement le même genre de réponse que dans le cas du budget. Un examen signifie pour moi une étude. Je crois honnêtement que les études exigent trop de temps. Vous dites:

Les incertitudes en ce qui concerne la politique provinciale et l'intention du gouvernement d'examiner périodiquement le programme énergétique national et de modifier un grand nombre de ses dispositions contribuent bien peu à atténuer cette appréhension.

Je ne désapprouve pas ce que vous dites, mais il me semble que les examens nécessitent toujours beaucoup de temps. Peut-être avez-vous quelques commentaires à faire à cet égard. Que ce soit le gouvernement ou l'Office nationale de l'énergie qui soit en cause, il me semble que ces examens prennent beaucoup de temps. Il faut beaucoup de temps pour que les répercussions du budget soient définies et il en va de même pour toutes ces choses. Je ne crois pas que nous encourageons

[Text]

review something. If I were the fellow at the end of the line, and it were my well that was involved, I would say, "My gosh, they're reviewing it. They may come up with something in 1984."

Mr. Jenkins: As far as the forecast of supply and demand in Canada is concerned, we conduct public inquiries periodically. The last one we had, in 1978, was on oil. We had one on gas in 1979. We are conducting another one right now, and most of our public hearings will be held in January. I would expect that we would have a report out on that possibly three or four months after the close of the hearings.

Senator Guay: If you achieve that I will compliment you. This is what is needed today because of what we are dealing with, namely, oil, which is a commodity that we cannot do without. We have to reassure people that when we start to review something we will do it in a relatively short time so that we will not unduly harm them in any way, shape or form, while at the same time making them well aware that we are concerned enough to see if we can find a solution to it very quickly.

I thought I would mention that because I think too often in government, as in other instances, we take too long carrying out reviews.

Senator Riley: Am I correct in assuming that it is the policy of the National Energy Board to conduct on-going hearings, both with the petroleum industry and the provinces?

Mr. Jenkins: We are at present conducting a public hearing on total energy, with emphasis on oil, gas and electricity. This is a public process. We have submissions from most of the provincial governments, and their conservation agencies. We have submissions also from industry and public interest groups.

Senator Riley: And do you intend to make reports to this committee from time to time as a result of those hearings?

Mr. Jenkins: We will issue a public report on the hearings, we hope within three or four months after the close of the hearings. That will be a public document.

The Chairman: If there are no further questions, I would like to adjourn the public portion of this meeting, asking honourable senators to remain for just a few minutes for an *in camera* meeting.

I would like to thank you very much, gentlemen, for your presentation today. As always, it was most enlightening and will assist us greatly. We will look forward to the reports, as they are made to the committee at the end of this month, on the effects of the National Energy Program.

The committee continued *in camera*.

[Traduction]

quiconque lorsque nous annonçons que nous allons procéder à un examen. Si j'étais le producteur et que mon puits était en cause, je me dirais: «Sapristi, le programme fera l'objet d'une étude. Ils proposeront peut-être un autre programme en 1984.»

M. Jenkins: Pour ce qui concerne la prévision de l'offre et de la demande au Canada, nous organisons périodiquement des audiences publiques. Les dernières que nous avons tenues en 1978, concernaient le pétrole. En 1979, c'est le gaz qui faisait l'objet de l'étude. Une étude est présentement en cours et la plupart de nos audiences publiques auront lieu en janvier. Je dirais qu'un rapport devrait normalement être présenté 3 ou 4 mois après la fin des audiences.

Le sénateur Guay: Si vous y parvenez, je vous en féliciterai. C'est ce dont nous avons besoin aujourd'hui car nous nous occupons du pétrole, un produit dont nous ne pouvons nous passer. Nous devons rassurer les gens sur le fait que lorsque nous entreprendrons l'étude d'une question, nous le ferons dans un temps relativement court de manière à ce que nous ne les dérangions en aucune façon tout en leur faisant savoir que nous nous y intéressons suffisamment afin de voir s'il n'est pas possible de trouver une solution très rapidement.

J'ai cru devoir le mentionner parce que je crois que trop souvent au gouvernement, comme ailleurs, nous consacrons trop de temps aux études.

Le sénateur Riley: Est-ce exact que l'Office national de l'énergie a l'intention d'organiser des audiences permanentes de concert avec l'industrie du pétrole et les provinces?

M. Jenkins: Nous tenons à l'heure actuelle une audience publique sur l'énergie en insistant particulièrement sur le pétrole, le gaz et l'électricité. C'est une audience publique. La plupart des gouvernements provinciaux et leurs organismes de conservation nous ont fait parvenir des mémoires. D'autres mémoires nous sont parvenus de l'industrie ainsi que des groupements d'intérêt public.

Le sénateur Riley: Avez-vous l'intention de faire périodiquement rapport au comité des résultats de ces audiences?

M. Jenkins: Nous publierons un rapport public à ce sujet, nous espérons que cela sera possible trois ou quatre mois après leur clôture. Le document sera public.

Le président: S'il n'y a pas d'autres questions, j'aimerais maintenant ajourner la séance publique en priant les honorables sénateurs de rester quelques minutes afin de poursuivre à huis clos.

J'aimerais vous remercier messieurs de votre présentation. Cette dernière nous a comme toujours apporté des éclaircissements et nous aidera beaucoup. Nous attendrons les rapports sur les répercussions du programme énergétique qui seront présentés au comité à la fin du mois.

Le comité poursuit ses délibérations à huis clos.



If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Printing Office,
Supply and Services Canada,
45 Sacré-Coeur Boulevard,
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7

En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à
Imprimerie du gouvernement canadien,
Approvisionnement et Services Canada,
45, boulevard Sacré-Coeur,
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7

WITNESSES—TÉMOINS

From the National Energy Board;

Mr. J. R. Jenkins, Board Member;
Mr. K. W. Vollman, Director, Energy Resources Branch;
Mr. G. C. Hos, Assistant Director, Oil Supply;
Mr. W. A. Hiles, Assistant Director, Geology & Reserves;
Mr. A. M. H. Gutek, Chief, Supply Analysis & Statistics;
Mr. M. C. Walker, Head, Financial Models.

De l'Office national de l'Énergie:

M. J. R. Jenkins, membre de l'Office;
M. K. W. Vollman, directeur, Direction des ressources
énergétiques;
M. G. C. Hos, directeur adjoint intérimaire, Groupe des
approvisionnements en pétrole;
M. W. A. Hiles, directeur adjoint, Groupe de la géologie et
des réserves;
M. A. M. H. Gutek, chef, Division de l'analyse des approvi-
sionnements et de données statistiques;
M. M. C. Walker, chef, Division des modèles énergétiques.

First Session
Thirty-second Parliament, 1980-81



DEPOSITORY LIBRARY MATERIAL

Première session de la
trente-deuxième législature, 1980-81

SENATE OF CANADA

*Proceedings of the Special
Committee of the Senate on the*

SÉNAT DU CANADA

*Délibérations du comité
spécial du Sénat sur le*

Northern Pipeline

Chairman:
The Honourable EARL A. HASTINGS

Thursday, January 15, 1981

Issue No. 9

First Proceedings on:

The examination of transmission
and distribution of natural gas
in Quebec and the Maritime
provinces

REPORT OF THE COMMITTEE

WITNESSES:
(See back cover)

Pipe-line du Nord

Président:
L'honorable EARL A. HASTINGS

Le jeudi 15 janvier 1981

Fascicule n° 9

Premier fascicule concernant:

L'étude du transport et de la
distribution du gaz naturel au
Québec et dans les Maritimes

RAPPORT DU COMITÉ

TÉMOINS:
(Voir à l'endos)

SPECIAL COMMITTEE OF THE SENATE
ON THE NORTHERN PIPELINE

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*
The Honourable Paul Lucier, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

| | |
|----------|------------|
| Adams | Lucier |
| Austin | Molgat |
| Balfour | Nurgitz |
| Bielish | *Perrault |
| Cottreau | Riley |
| Doody | Rowe |
| Guay | Sherwood |
| Hastings | Thériault |
| Hays | Tremblay |
| Langlois | Williams |
| | Yuzyk—(21) |

**Ex Officio Member*

(Quorum 5)

COMITÉ SPÉCIAL DU SÉNAT SUR
LE PIPE-LINE DU NORD

Président: L'honorable Earl A. Hastings
Vice-président: L'honorable Paul Lucier

Les honorables sénateurs:

| | |
|----------|------------|
| Adams | Lucier |
| Austin | Molgat |
| Balfour | Nurgitz |
| Bielish | *Perrault |
| Cottreau | Riley |
| Doody | Rowe |
| Guay | Sherwood |
| Hastings | Thériault |
| Hays | Tremblay |
| Langlois | Williams |
| | Yuzyk—(21) |

**Membre d'office*

(Quorum 5)

ORDER OF REFERENCE

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate of Wednesday, December 10th and of Tuesday, December 16, 1980:

The Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline presents its second report as follows:

Your Committee recommends that it be authorized to examine and report upon all aspects of the transmission and distribution of natural gas in Quebec and the Maritime provinces.

Respectfully submitted,

Le président

Earl A. Hastings

Chairman

"Pursuant to the Order of the Day, the Senate proceeded to the consideration of the Second Report of the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline.

The Honourable Senator Hastings moved, seconded by the Honourable Senator Haidasz, P.C., that the Report be adopted.

After debate, and—

The question being put on the motion, it was—
Resolved in the affirmative."

ORDRE DE RENVOI

Extrait des Procès-verbaux du Sénat du mercredi 10 décembre et du mardi 16 décembre 1980:

Le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord présente son deuxième rapport, comme il suit:

Votre Comité recommande qu'autorisation lui soit accordée pour enquêter et faire rapport sur toute question relative au transport et à la distribution du gaz naturel au Québec et dans les Maritimes.

Respectueusement soumis.

«Suivant l'Ordre du jour, le Sénat aborde l'étude du deuxième rapport du Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord.

L'honorable sénateur Hastings propose, appuyé par l'honorable sénateur Haidasz, C.P., que le rapport soit adopté.

Après débat,

La motion, mise aux voix, est adoptée.»

Le greffier du Sénat

Robert Fortier

Clerk of the Senate

MINUTES OF PROCEEDINGS

THURSDAY, JANUARY 15, 1981

(13)

[Text]

The Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline met this day at 10:30 a.m., the Chairman, the Honourable Earl A. Hastings, presiding.

Present: The Honourable Senators Adams, Bielish, Doody, Guay, Hastings, Molgat, Thériault and Yuzyk. (8)

In attendance: Daniel Amireault, Administrative Assistant to the Committee. *From the Research Branch, Library of Parliament:* Sonya Dakers.

Witnesses:

Mr. Robin Abercrombie, Senior Vice-President, NOVA, An Alberta Corporation;

Mr. Radcliffe R. Latimer, President, TransCanada Pipelines Limited;

Mr. E. Allan Ballantyne, Executive Vice-President, Trans Quebec & Maritimes Pipeline Inc.;

Mr. Art Douloff, Manager, Energy Projects, TransCanada Pipelines Limited.

The Committee, in compliance with its Order of Reference dated December 16, 1980, (see Report of Committee), proceeded with its examination of transmission and distribution of natural gas in Quebec and the Maritime provinces.

The Chairman introduced the witnesses.

Messrs. Abercrombie and Latimer made statements.

The witnesses answered questions put to them by members of the Committee.

At 12:35 p.m., the Committee adjourned until Tuesday, January 20, 1981, at 4:00 p.m.

ATTEST:

Le greffier du Comité

Aline Pritchard

Clerk of the Committee

PROCÈS-VERBAL

LE JEUDI 15 JANVIER 1981

(13)

[Traduction]

Le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord se réunit aujourd'hui à 10 h 30 sous la présidence de l'honorable Earl A. Hastings (président).

Présents: Les honorables sénateurs Adams, Bielish, Doody, Guay, Hastings, Molgat, Thériault et Yuzyk. (8)

Aussi présents: Daniel Amireault, adjoint administratif auprès du Comité. *Du Service de recherches de la Bibliothèque du Parlement:* Sonya Dakers.

Témoins:

M. Robin Abercrombie, premier vice-président, NOVA, An Alberta Corporation;

M. Radcliffe R. Latimer, président, TransCanada Pipelines Limited;

M. E. Allan Ballantyne, vice-président exécutif, Trans Quebec & Maritimes Pipeline Inc.

M. Art Douloff, directeur, Projets énergétiques, TransCanada Pipelines Limited.

Le Comité, conformément à son ordre de renvoi du 16 décembre 1980, (Voir rapport du Comité), entreprend l'étude du transport et de la distribution du gaz naturel au Québec et dans les Maritimes.

Le président présente les témoins.

MM. Abercrombie et Latimer font des déclarations.

Les témoins répondent aux questions qui leur sont posées par les membres du Comité.

A 12 h 35, le Comité suspend ses travaux jusqu'au mardi 20 janvier 1981, à 16 heures.

ATTESTÉ:

REPORT OF THE COMMITTEE

Wednesday, December 10th, 1980

The Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline presents its second report as follows:

Your Committee recommends that it be authorized to examine and report upon all aspects of the transmission and distribution of natural gas in Quebec and the Maritime provinces.

Respectfully submitted,

RAPPORT DU COMITÉ

Le mercredi 10 décembre 1980

Le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord présente son deuxième rapport, comme il suit:

Votre Comité recommande qu'autorisation lui soit accordée pour enquêter et faire rapport sur toute question relative au transport et à la distribution du gaz naturel au Québec et dans les Maritimes.

Respectueusement soumis.

Le président

Earl A. Hastings

Chairman

EVIDENCE

Ottawa, Thursday, January 15, 1981

[Text]

The Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline met this day at 10.30 a.m. to examine the transmission and distribution of natural gas in Quebec and the Maritime Provinces.

Senator Earl A. Hastings (Chairman) in the Chair.

The Chairman: Honourable senators, this morning we commence our examination of the transmission and distribution of natural gas in Quebec and the Maritime Provinces. It is proposed that we hold one meeting today for the discussion of the Trans Quebec & Maritime Pipeline Ltd. project and a subsequent meeting for a discussion of the Arctic pipeline project.

This morning our witnesses are Mr. Robin Abercrombie, Senior Vice-President of NOVA, an Alberta Corporation, and Mr. Radcliffe R. Latimer, President and Chief Executive Officer of TransCanada Pipelines Limited. Mr. E. Alan Ballantyne, Executive Vice-President of Trans Quebec & Maritime Pipeline Ltd. is also here to present evidence, if that is desired.

You have before you this morning, honourable senators, the updated project material supplied to us by Trans Quebec & Maritime Pipeline. Mr. Abercrombie and Mr. Latimer will make opening statements to be followed by questions by honourable senators.

Mr. Abercrombie.

Mr. Robin Abercrombie, Senior Vice-President, NOVA: Mr. Chairman, honourable senators, we were to have a fourth member of the group here as well, Mr. Jean Archambault, who is also an Executive Vice-President of Trans Quebec & Maritime Pipeline. Unfortunately, he is down in eastern Quebec and could not make it here on time.

We are, indeed, pleased to have this opportunity to discuss with you in detail what we consider to be a most exciting pipeline project. We are grateful to you, Mr. Chairman, for inviting us.

The timing of this meeting is good in the sense that it coincides almost to the day with the completion of a filing of a new application for a certificate to construct and to operate a pipeline extending from Quebec City through to Halifax. That filing will be completed tomorrow, and, although I have not seen a copy of their order, we understand that the National Energy Board has set March 10 as the date for the hearing of that application.

I should just like to characterize briefly how we see the Trans Quebec & Maritime Pipeline. In my view, it is probably the most important major pipeline project in the history of this country in terms of providing what we consider to be the premium source of energy to an area in Canada which contains some 30 per cent of Canada's population, who are forced to rely at the present time, and have relied for the last few years, on very insecure sources of foreign oil for most of their energy needs. In addition to that, the pipeline we are talking about completes the natural gas pipeline grid from coast to

TÉMOIGNAGES

Ottawa, le jeudi 15 janvier 1981

[Traduction]

Le Comité spécial du Sénat sur un pipe-line du Nord se réunit aujourd'hui à 10 h 30 pour étudier la question du transport et de la distribution du gaz naturel au Québec et dans les provinces Maritimes.

Le sénateur Earl A. Hastings (président) occupe le fauteuil.

Le président: Honorables sénateurs, nous commençons ce matin à étudier le transport et la distribution du gaz naturel au Québec et dans les Maritimes. Il a été proposé d'avoir une réunion aujourd'hui pour parler du projet de la Trans Quebec & Maritime Pipeline Ltd., réunion qui sera suivie d'une autre pour discuter du projet de pipeline dans l'Arctique.

Ce matin nous avons avec nous comme témoins: M. Robin Abercrombie, vice-président exécutif de la NOVA, société albertaine, et M. Radcliffe R. Latimer, président et directeur général de la société TransCanada et Pipelines Limitée. M. E. Ballantyne, vice-président exécutif de la société Trans Quebec & Maritime Pipeline Ltd. est également venu pour témoigner, si cela vous convient.

Vous avez devant vous, honorables sénateurs, le document actualisé que nous a donné la Société Trans Quebec & Maritime Pipeline Ltée. concernant ce projet. MM. Abercrombie et Latimer feront une déclaration préliminaire, qui sera suivie des questions des honorables sénateurs.

Monsieur Abercrombie.

M. Robin Abercrombie, vice-président exécutif, NOVA: Monsieur le président, honorables sénateurs, nous devons être quatre ce matin, mais M. Jean Archambault, également vice-président exécutif de la société Trans Quebec & Maritime Pipeline, n'a pas pu venir, car il se trouve dans l'est du Québec et ne pouvait arriver à temps.

C'est avec beaucoup de plaisir que nous venons discuter avec vous en détail d'un projet qui pour nous est des plus attrayants. Nous vous remercions donc, monsieur le président, de nous avoir invités.

Cette réunion vient à propos, étant donné qu'elle coïncide presque avec la journée où nous avons déposé une nouvelle demande de permis de construire et d'exploiter un pipe-line allant de la ville de Québec à Halifax. Les formalités de cette demande seront terminées demain et, bien que je n'ai pas vu de copie de sa décision, nous croyons comprendre que l'Office national de l'énergie a choisi le 10 mars, pour ses audiences sur notre demande.

Permettez-moi maintenant de préciser brièvement ce que représente pour nous le projet de pipe-line Trans Quebec & Maritimes. Selon moi, c'est peut-être le projet le plus important dans toute l'histoire du Canada, étant donné qu'il va fournir la source d'énergie de base à une région du Canada qui renferme 30 p. 100 de la population canadienne et qui dépend—et a dépendu—pour répondre à la plupart de ses besoins énergétiques, d'un pétrole étranger incertain. En outre, le pipe-line dont il s'agit complète le réseau de gazoduc d'Ouest en Est. Chose encore plus importante, ce pipe-line

[Text]

coast, from the Pacific Ocean to the Atlantic Ocean. More importantly, however, this pipeline extends the grid some 700 miles towards what is fast becoming an important oil and gas region off the east coast of Nova Scotia, Newfoundland and Labrador.

Many believe that what resources we have off our east coast will be similar in character, nature, and possibly in size, to the North Sea find, which has proved up billions of barrels of oil and tens of trillions of cubic feet of gas, and which area is laced with pipelines for both oil and gas.

Initially, the Trans Quebec and Maritime pipeline will be supplied from gas sources in western Canada. I think it is important to point out that we anticipate and have planned for a reversal of this system as and when gas production is available off Nova Scotia or Newfoundland, and that the pipeline flow will then be reversed and will move natural gas from east to west.

We indicate in the summary, which I believe was distributed to members of the committee, that this pipeline project will have a positive effect on Canada's balance of payments over what we call the build-up period, 1981 through 1991, of some \$20 billion. By the year 2000 this effect will likely be in excess of \$50 or \$60 billion.

I would also point out that the project is truly a Canadian one in that it incorporates 100 per cent Canadian content of the pipe, which is the major component, and it incorporates 100 per cent Canadian content in construction management and engineering. The labour force to construct the pipeline will also be 100 per cent Canadian and, eventually, it will be all eastern Canadian. There will be a transfer of technology from central and western Canada to Quebec and the Maritimes. We believe that this transfer of technology will be completed within a three-year timeframe.

It has been our experience in the pipeline industry that when you put in a new pipeline extension of the size and extent that we are doing with respect to the trans Quebec and Maritime pipeline—which extension traverses a sedimentary basin such as in Alberta or Saskatchewan or is directed towards a major sedimentary basin such as we think we have off the east coast of Canada—something happens. It is pipelines that have, historically, brought new supplies of gas within “economic reach”, which is the term used in the oil and gas industry, and it is pipelines that attract a host of new activities such as exploration for oil and gas, LNG regasification terminals, petrochemical opportunities, manufacturing of goods, et cetera. Traditionally, the pipeline has been the smallest single investment component of major new industry. I have no reason to believe that this will not be the case with respect to the trans Quebec and Maritime pipeline.

Mr. Chairman, that completes my opening remarks.

The Chairman: Initially you said that the labour force would be all Canadian, and then you said it would be all eastern Canadian. Can you tell me briefly why you made that distinction?

[Traduction]

prolonge le réseau d'environ 700 milles vers une région en voie de devenir rapidement importante grâce à son gaz et à son pétrole se trouvant au large de la côte est de la Nouvelle-Écosse, de Terre-Neuve et du Labrador.

Baucoup estiment que les ressources qui se trouvent au large de la côte est ressemblent en tout aux découvertes de la Mer du nord, lesquelles se composent de millions de barils de pétrole et des dizaines de milliards de pieds cubes de gaz. Cette région est sillonnée d'oléoducs et de gazoducs.

Au départ, le pipe-line Trans Québec et Maritimes sera alimenté par du gaz venant de l'Ouest canadien. Élément important à noter, nous prévoyons d'inverser le système lorsque la production gazière de Nouvelle-Écosse ou de Terre-Neuve aura été amorcée. A ce moment-là, le transport sera inversé et le gaz naturel, acheminé d'Est en Ouest.

Nous indiquons dans le résumé—qui, je présume, a été distribué à tous les membres du Comité—que ce projet de pipe-line permettra de renflouer la balance des paiements canadiens, au cours de la période dite d'installation, soit de 1981 à 1991, d'environ \$20 milliards. D'ici l'an 2000, ce profit devrait dépasser \$50 ou \$60 milliards.

J'aimerais également faire remarquer que ce projet est entièrement canadien. En effet, les canalisations utilisées sont de 100 p. 100 canadiennes ainsi que la construction, la gestion et les ingénieurs. La main-d'œuvre pour le construire le sera également et sera même peut-être entièrement de l'Est canadien. Il y aura un transfert de technologie du centre et de l'Ouest canadien au Québec et aux provinces maritimes, et nous estimons qu'il s'effectuera en trois ans.

D'après notre expérience en matière de pipe-line, une nouvelle extension du genre que celle que nous prévoyons pour le pipe-line Trans Québec et Maritimes—extension qui traverse un bassin sédimentaire comme en Alberta et en Saskatchewan, ou qui est dirigée vers un bassin sédimentaire majeur, comme celui que nous pensons avoir au large de la côte Est du Canada—s'accompagne toujours de développement. En effet, ce sont les pipe-lines qui, de tout temps, ont permis d'acheminer de nouveaux approvisionnements de gaz à «portée de main», terme utilisé dans l'industrie gazière et pétrolière et ce sont également les pipe-lines qui attirent toute une gamme d'activités nouvelles, comme la prospection pétrolière et gazière, les centres de regazification du gaz naturel liquide, l'industrie de la pétrochimie, la fabrication de marchandises, etc. Traditionnellement, le pipe-line a été la plus faible composante unique d'investissement d'une nouvelle industrie importante. Je n'ai pas lieu de croire qu'il n'en sera pas ainsi du pipe-line Trans Québec et Maritimes.

Monsieur le président, cela termine mes remarques préliminaires.

Le président: Vous avez déclaré au départ que la main-d'œuvre serait totalement canadienne, puis vous avez dit qu'elle proviendrait entièrement de l'Est du Canada. Pouvez-vous me dire brièvement pourquoi vous avez fait cette distinction?

[Text]

Mr. Abercrombie: It will be all Canadian to begin with. Then there will be a transfer of technology. The technology is now in central and western Canada and is mainly in the hands of people from Toronto and Calgary. These people have been moved, in some part, to the Montreal headquarters. Eventually they will be replaced by Quebec people, primarily, who will lead the various departments and divisions.

The Chairman: I believe Mr. Latimer from TransCanada Pipelines Limited has an opening statement.

Mr. Radcliffe R. Latimer, President and Chief Executive Officer, TransCanada Pipelines Limited: Mr. Chairman, and members of the Senate committee, like Mr. Abercrombie. I am very pleased to have this timely opportunity to make a few remarks to you and to engage in a discussion of this very important and exciting extension of the gas pipeline system to the Atlantic seaboard.

Of course, representing TransCanada Pipelines Limited, I am in agreement with and support the opening statement which Mr. Abercrombie made. I do not want to reiterate the points he has made but there are one or two other addendums that I might offer now.

TransCanada Pipelines Limited is the major marketer of natural gas throughout Canada and, as such, I believe is in a particularly good position to see the problems that have been building up in the natural gas industry in recent years in this country. On the one hand we have the very desirable situation where we have been adding to our reserves of conventional gas at a very rapid rate in western Canada in recent years, and this is continuing up to the present; on the other hand, due to a variety of circumstances—somewhat reduced business conditions, a major effort at conservation at all levels in eastern Canada from residential through industrial, and the substitution of competitive fuels, particularly heavy fuel oil and coal for gas—we have had a very prolonged period of stagnation in the development of gas markets in the east.

As the major marketer of gas and as a company with very major commitments to take or to pay for western Canadian gas even if we cannot take it—we have been very aggressively trying to develop additional markets for gas in recent times. For reasons of social policy, and the needs and desires from the point of view of federal policy that Mr. Abercrombie mentioned, we have seen, as one of the major keys to this, the extension of the natural gas system down to the east coast to service the major new Canadian market area east of Montreal.

In addition, we have been pushing additional laterals in the Ontario market. Temiscaming was opened last year and we have other areas under examination. We filed with the National Energy Board a major shortcut route to the Maritimes running from North Bay passing near Ottawa and joining up with the present main line between Ottawa and Montreal. This extension will service several new communities along the

[Traduction]

M. Abercrombie: Elle sera entièrement canadienne au départ, puis il y aura un transfert de technologie. A l'heure actuelle, la technologie se trouve dans le centre et dans l'ouest du Canada, et principalement entre les mains des gens de Toronto et de Calgary. Certaines de ces personnes ont été mutées aux sièges sociaux de Montréal. Elles seront éventuellement remplacées par des Québécois principalement, qui dirigeront les divers départements et divisions.

Le président: Je crois que M. Latimer de Trans-Canada Pipeline Limited désire faire une déclaration préliminaire.

M. Radcliffe R. Latimer, président et directeur général de TransCanada Pipeline Limited: Monsieur le président et messieurs les membres du Comité sénatorial, tout comme M. Abercrombie, je suis très heureux d'avoir l'occasion de formuler quelques remarques et d'engager une discussion sur ce prolongement très important et intéressant du réseau de gazoduc jusqu'au littoral Atlantique.

Bien entendu, étant donné que je représente TransCanada Pipeline Limited, je suis d'accord et j'appuie la déclaration préliminaire faite par M. Abercrombie. Je ne veux pas répéter les questions qu'il a soulevé mais il y a une ou deux remarques supplémentaires que je pourrais formuler.

TransCanada Pipelines Limited est le principal fournisseur de gaz naturel du Canada et, à ce titre, je crois que cette société est particulièrement bien placée pour étudier les problèmes qui se sont accumulés dans l'industrie du gaz naturel au cours des dernières années dans ce pays. D'une part, nous avons la situation très favorable qui nous a permis au cours des dernières années d'augmenter nos réserves de gaz conventionnelles à un taux très rapide dans l'ouest du Canada. Cette situation prévalait toujours à l'heure actuelle. D'un autre côté, par suite de diverses circonstances... d'un certain ralentissement des affaires, d'un effort important de conservation à tous les niveaux dans l'est du Canada, depuis le domaine résidentiel jusqu'au domaine industriel, du remplacement du gaz par des carburants compétitifs, en particulier l'huile lourde et le charbon... nous avons eu une période de stagnation très prolongée dans le développement des marchés du gaz dans l'Est.

Étant donné que notre compagnie est le principal fournisseur de gaz et qu'elle s'est engagée à prendre livraison ou à payer le gaz de l'ouest du Canada, même si nous ne pouvons pas le prendre, nous nous sommes fortement préoccupés ces derniers temps de trouver des marchés supplémentaires pour le gaz. Pour des raisons de politique sociale, ainsi que pour satisfaire aux besoins et au desirs de la politique fédérale, comme l'a mentionné M. Abercrombie, nous avons trouvé que la meilleure solution au problème était de prolonger le réseau de gaz naturel jusqu'à la côte Est, afin de desservir les nouveaux marchés canadiens importants situés à l'est de Montréal.

En outre, nous avons prolongé des tronçons latéraux supplémentaires sur le marché de l'Ontario. Le Témiscamingue a été ouvert l'année dernière et nous procédons à l'examen d'autres régions. Nous avons déposé à l'Office national de l'Énergie un projet de raccourci important jusqu'aux Maritimes, qui s'étend de North Bay, en passant près d'Ottawa, et rejoint l'embranchement principal actuel entre Ottawa et Montréal. Ce prolon-

[Text]

Ottawa River. We have also filed with the National Energy Board an application for a significant extension in the capacity of the main line to take care of anticipated market growth, not only in this new market area in eastern Canada, but in the mature market areas of Ontario and Quebec, which we hope and expect will be produced by the application of elements of the national energy policy which point towards the substitution of natural gas for imported fuel oil.

All of these things are being processed very actively and enthusiastically by TransCanada Pipelines Limited. Without any doubt, by far the most important element in this determined effort we are making to develop the domestic market for Canadian gas is the trans Quebec Maritime pipeline extension.

We also see that it is very necessary from the point of view of the natural gas industry in Canada that we be seen to be developing to the fullest the Canadian markets for gas, and to be providing very adequate reserves to service those markets through future years before we bring forward and discuss with the National Energy Board any further applications for exports of gas. Since export markets have been and will continue to be an important part of the development of the natural gas industry in Canada, we have seen this full servicing of all of the Canadian markets as an absolutely necessary step toward contemplating the natural progression and development of export markets. Canadian markets will be fully developed, exploited and protected in respect to gas reserves before we look beyond that to the export markets.

I should only like to make one other general comment in support of Mr. Abercrombie's statement concerning this pipeline and that is that big new pipeline projects are always a little difficult to justify before they are built. Very real questions of economics and viability are brought forward and it is no news to any of you gentlemen that such questions are being raised in connection with this extension.

However, the history of my company shows a very similar pattern. Before it was built there were very grave doubts as to its economic viability. It was not many years after it was built that all of the spinoff benefits and the development of the market that were hinted at, but could not be firmly predicted, had come to pass and the company was off to a very healthy and even dramatic rate of growth. Because it was built when it was, I believe it significantly affected the economy and the energy map of eastern Canada.

I have exactly the same feeling about this project. A few years after this has been built, we will look at the energy scene as it will then be, and we will look at the spinoff developments that will have occurred in Atlantic Canada because it was built, and we will wonder why there was so much hesitation at the beginning about getting on with building it.

[Traduction]

gement desservira plusieurs collectivités nouvelles le long de la rivière des Outaouais. Nous avons également déposé à l'Office national de l'énergie une demande, en vue d'augmenter notablement la capacité de l'embranchement principal à faire face à la croissance prévue du marché, non seulement pour ce nouveau marché de l'est du Canada, mais également sur les marchés établis de l'Ontario et du Québec qui, nous, l'espérons, se développeront à la suite de la politique énergétique nationale qui préconise le remplacement du mazout importé par du gaz naturel.

TransCanada Pipelines Limited s'occupe très activement et avec un grand enthousiasme de toutes ces questions. Il ne fait pas de doute que, dans nos efforts visant à développer le marché national pour le gaz canadien, l'élément qui est de loin le plus important est le prolongement du pipe-line TransQuébec-Maritimes.

Nous voyons également qu'il est de la plus haute importance, du point de vue de l'industrie du gaz naturel au Canada, de veiller au développement maximum du marché canadien pour le gaz et que nous assurions des réserves convenables pour desservir ces marchés au cours des prochaines années, avant de soumettre de nouvelles demandes à l'Office national de l'énergie et de discuter d'exportation de gaz. Étant donné que les marchés d'importation ont été et continueront de constituer un élément important pour le développement de l'industrie du gaz naturel au Canada, nous avons considéré qu'il était absolument nécessaire de desservir entièrement tous ces marchés canadiens avant d'envisager la progression naturelle et le développement des marchés d'exportation. Les marchés canadiens seront pleinement développés, exploités et protégés en ce qui touche les réserves de gaz, avant que nous nous orientions vers les marchés d'exportation.

Je désirerais simplement faire une autre remarque d'ordre général à l'appui de la déclaration de M. Abercrombie concernant ce pipe-line, à savoir que les nouveaux projets importants en matière de pipe-line sont toujours un peu difficiles à justifier avant la construction. Des questions très réelles d'économie et de fiabilité sont soulevées, et je ne vous apprendrai rien, messieurs, en précisant que ces questions concernent ce prolongement.

Toutefois, les antécédents de ma société montrent un processus très semblable. Avant qu'elle ne soit fondée, il y avait de très graves doutes quant à sa fiabilité économique. Peu années ont suffi, après la construction, pour que les avantages et le développement du marché, qu'on avait entrevus mais que l'on ne pouvait fermement prédire, se manifestent et que la compagnie ait un taux de croissance très sain et même sensationnel. Étant donné l'époque où elle a été constituée, je crois qu'elle a exercé des répercussions notables sur l'économie et la carte de l'énergie dans l'est du Canada.

J'ai exactement le même sentiment à l'égard de ce projet. Quelques années après la construction du pipe-line nous analyserons la situation énergétique du moment ainsi que les retombées de ce projet dans les provinces de l'Atlantique et nous nous demanderons pourquoi nous avons tellement hésité au départ.

[Text]

The Chairman: Thank you, Mr. Latimer. Senator Thériault?

Senator Thériault: Thank you, Mr. Chairman. This is my first attendance at a meeting of this committee, so I should say that I know little about pipelines, and naturally little about the production of gas or oil coming from New Brunswick. At the outset, let me say that I was delighted to hear Mr. Abercrombie's remarks, but being a maritimer and probably being born a doubting Thomas, and when I read about the quantities of natural gas being discovered and tapped in western Canada, I feel it would be normal to have a slowdown in exploration in eastern Canada so that the western gas can be sold. I say that because of what I hear and read, and not because of what I know. There is a tremendous amount of gas in western Canada and it seems to me that it would be normal to have a slowdown in exploration in the east so that the western gas can be sold.

Mr. Abercrombie: I do not believe there will be a slowdown. I believe that the operators of the Nova Scotia play, which are Mobil Oil, Chevron Oil, Kaiser Resources and Petro-Canada, will view completion of the pipeline to Halifax, and Cape Breton Island, as a major incentive. What I mean by that is simply this: If there were no pipeline from Montreal to Cape Breton Island, and if we waited for Sable Island to come onstream, the price of the Sable Island gas would have to provide for all of the costs of the pipelines needed to move it to the marketplace. In this case, we are talking about a billion dollars.

Having the pipeline in place carrying western gas as the initial supply makes a tremendous difference to the economics of that particular play. If there were no pipeline in place, there would be a negative wellhead price, I think, on Sable Island. With the pipeline in place, there will be a positive wellhead price. So, I really believe that it would be an incentive rather than a disincentive.

Senator Thériault: I want to believe that, too. I perused the information which was given to us and saw nothing in it as to what the capital cost would be to reverse the flow of the gas from east to west instead of from west to east. Is that pipeline, when first installed, completely and totally reversible?

Mr. Abercrombie: Yes. Essentially, or to use Mr. Latimer's word, largely it is in a position to reverse itself. By that I mean that we have to add what we call loops—sections of line—but not a completely new line.

We have filed an application based not on a system that would initially carry Sable Island gas from east to west, but which would move western Canadian gas right through to Halifax. We call that a telescoping line. We have indicated in that application what the cost will be if we put in, in the first instance, a system that would be fully reversible. There is quite a difference in the cost. I think the figure of \$50 million would be representative of the additional cost of putting in a system

[Traduction]

Le président: Merci, monsieur Latimer. Sénateur Thériault?

Le sénateur Thériault: Merci, monsieur le président. C'est la première fois que j'assiste à une séance de ce comité et je dois dire que je m'y connais très peu dans le domaine des pipe-lines et encore moins en ce qui concerne la production du gaz et du pétrole provenant du Nouveau-Brunswick. Permettez-moi tout d'abord de dire que j'ai été heureux d'entendre les remarques de M. Abercrombie; comme je viens des Maritimes et que je suis probablement de ceux comme St. Thomas qui ne peuvent croire sans voir, lorsque je lis que des quantités de gaz naturel sont découvertes et exploitées dans l'Ouest du Canada, j'estime qu'il serait normal qu'on ralentisse la prospection dans l'Est afin de pouvoir vendre le gaz de l'Ouest. Je le dis en raison de ce que je lis et de ce que j'entends et non pas en toute connaissance de cause. Nous disposons d'énormes réserves de gaz dans l'Ouest du Canada et il me semble qu'il serait normal de ralentir la prospection dans l'est pour vendre ce gaz.

M. Abercrombie: Je ne crois pas qu'il y aura de ralentissement. Je crois que les compagnies exploitantes en Nouvelle-Écosse, en l'occurrence Mobil Oil, Chevron Oil, Kaiser Resources et Petro-Canada, estimeront qu'il serait avantageux de construire le pipe-line jusqu'à Halifax et à l'Île-du-Cap-Breton. Ce que je veux dire tout simplement, c'est que si aucun pipeline n'était construit entre Montréal et l'Île-du-Cap-Breton et si nous attendions que soit récupéré le pétrole de l'Île de Sable, le prix de ce gaz devrait couvrir tous les coûts des pipe-lines dont on aurait besoin pour l'acheminer sur le marché. Il s'agit, dans ce cas, de milliards de dollars.

Le fait d'avoir un pipe-line en place pour acheminer initialement le gaz de l'Ouest constitue une énorme différence sur le plan financier. Sans pipe-line, le prix serait, à mon avis, négatif à la tête du puits de l'Île de Sable. Le pipe-line renversera la situation. Je crois vraiment qu'il serait un facteur de stimulation plutôt que l'inverse.

Le sénateur Thériault: Je veux bien le croire également. J'ai lu attentivement les renseignements qu'on nous a remis, mais n'y ai trouvé aucun chiffre sur ce qu'il en coûterait en immobilisation pour inverser l'écoulement du gaz de l'est vers l'ouest au lieu de l'ouest vers l'est. Ce pipe-line sera-t-il tout à fait réversible dès son installation?

M. Abercrombie: Oui. Essentiellement ou pour reprendre les paroles de M. Latimer, il est en mesure de s'inverser lui-même. J'entends par là qu'il nous faut ajouter ce que nous appelons des boucles—des lignes d'évitement—et non pas une ligne tout à fait nouvelle.

Nous avons déposé une demande fondée, non sur un système qui transporterait initialement le gaz de l'Île de Sable à partir de l'Est vers l'Ouest, mais qui acheminerait le gaz de l'Ouest jusqu'à Halifax. Nous l'appelons une ligne télescopique. Nous avons indiqué dans cette demande quel en sera le coût si nous installons au départ un système entièrement réversible. La différence de coût est énorme. Je crois que \$50 millions constituerait un chiffre représentatif du coût supplémentaire

[Text]

that would be capable of moving westward what we believe will be the initial gas production from Sable Island.

As business people, we prefer not to build in initially the capacity to move Sable Island gas west, because we cannot prove beyond a doubt that there will be sufficient production there. We would prefer—and we can do it quite easily—to do what we call looping and reverse the flow at a later date if that gas becomes available.

Senator Thériault: Mr. Latimer mentioned that there are people who doubt the viability of the pipeline. He said that this always happens. In view of his statements and in view of the need in the Atlantic provinces, I wonder why I read nothing and saw nothing regarding studies or projections as to the possibility of supplying Prince Edward Island.

Mr. Latimer: Do you mean in terms of viability?

Senator Thériault: No, I doubt anyone would see it that way now. We call it a need, and I think this is a national project. As you know, Prince Edward Island is one of the provinces totally dependent on imported oil for all its requirements.

Mr. Abercrombie: We met with representatives from Prince Edward Island and told them what the cost would be to put a line across to Prince Edward Island if they expressed interest in seeing the project going across the maritimes, but at the moment they have not expressed any deep interest in getting natural gas supplies.

Mr. Latimer: In terms of volume, it certainly is not very difficult. In fact, it is not difficult at all, to add that as a lateral at any time in the future when conditions come together to do so.

Senator Thériault: In the distribution of the gas—and again, I am more particularly interested in New Brunswick, which is the province I come from—are there any New Brunswick companies or maritime companies involved?

Mr. Latimer: Wherever we provide service as a main line transmission company, we sell at certain points to distribution companies which take care of the local distribution. Those companies are always franchised or licensed by the provinces concerned. As yet, there have been no distribution companies franchised in New Brunswick or Nova Scotia.

Senator Thériault: Are there discussions going on with the provincial governments, the New Brunswick Power Commission, or other companies? Surely, at this stage of the game, the people involved in such an outlay of capital must have some assurances that somebody will look at the distribution.

Mr. Abercrombie: There is one company called Inter-City Gas in Winnipeg which is seeking a local partner in New Brunswick to join with them in the distribution of the natural

[Traduction]

d'un système qui nous permettrait d'acheminer vers l'Ouest ce que nous estimons que sera la production initiale de l'Île de Sable.

En tant qu'hommes d'affaires, nous préférons ne pas nous lancer au départ dans la construction d'un pipeline que nous permettrait d'acheminer le gaz de l'Île de Sable vers l'ouest parce que nous ne pouvons prouver hors de tout doute que la production serait suffisante. Nous préférierions—et nous pouvons le faire très facilement—construire ce que nous appelons une ligne d'évitement et inverser le flux plus tard, si nous pouvons un jour récupérer ce gaz.

Le sénateur Thériault: Monsieur Latimer a mentionné que certaines personnes doutent de la viabilité du pipe-line. Il déclarait que c'est toujours le cas. Compte tenu de ses déclarations et du besoin qui existe dans les provinces de l'Atlantique, je me demande pourquoi je n'ai rien lu ni vu au sujet d'études ou de prévisions sur la possibilité d'approvisionner l'Île-du-Prince-Édouard.

M. Latimer: Vous parlez en termes de viabilité?

Le sénateur Thériault: Non, je doute que quiconque y songerait maintenant. Nous l'appelons un besoin et je crois que c'est un projet national. Comme vous le savez, l'Île-du-Prince-Édouard est une des provinces qui dépend entièrement du pétrole importé.

M. Abercrombie: Nous avons rencontré des représentants de l'Île-du-Prince-Édouard et leur avons fait part de ce qu'il en coûterait pour acheminer le gaz jusqu'à l'Île-du-Prince-Édouard si cela les intéressait; pour l'instant, ils ne manifestent aucun intérêt pour le gaz naturel.

M. Latimer: En termes de volume, ce n'est certes pas très difficile. En fait, il n'est pas du tout difficile d'ajouter une ligne d'évitement un peu plus tard, lorsque les conditions l'exigeront.

Le sénateur Thériault: Pour ce qui concerne la distribution du gaz—et une fois de plus je m'intéresse plus particulièrement au Nouveau-Brunswick, puisque je viens de cette province—y a-t-il des sociétés du Nouveau-Brunswick ou des Maritimes intéressées?

M. Latimer: Peu importe l'endroit où nous assurons un service en tant que distributeur principal, nous vendons à certains endroits à des sociétés de distribution qui s'occupent de la distribution locale. Ces sociétés obtiennent toujours leur franchise ou leur permis des provinces intéressées. Jusqu'à maintenant, aucune société de distribution n'a obtenu de franchise au Nouveau-Brunswick ou en Nouvelle-Écosse.

Le sénateur Thériault: Des pourparlers sont-ils en cours avec les gouvernements provinciaux, la New Brunswick Power Commission ou d'autres sociétés? Il est bien certain qu'à ce stade, ceux qui s'apprentent à investir de tels capitaux doivent disposer de certaines garanties quant à savoir qui s'occupera de la distribution.

M. Abercrombie: Une société, l'Inter-City Gas, de Winnipeg, cherche un associé installé au Nouveau-Brunswick qui se joindrait au réseau de distribution du gaz naturel pour servir

[Text]

gas in the three prime areas, Moncton, Fredericton and Saint John.

We have had discussions with a number of people, both maritimers and New Brunswickers, in an attempt to get them together. It is in our interest to get a distribution company formed quickly because we are not in the distribution business. We have stated that it would be in the best interest of New Brunswick to have a local company. Usually local utilities handle this.

At the present time, we are not aware of any major organization being formed to take care of the distribution in New Brunswick, notwithstanding the many things we have said to them.

Senator Guay: What would be the benefits in having a local company handling the distribution as opposed to a national company? Would not both types of companies charge the same rate?

Is there any financial advantage for the consumer in having a local group handling the distribution and sales?

Mr. Abercrombie: I think so.

Mr. Latimer: The distribution companies are provincially regulated. The franchise is given by a provincial body, with the rates and conditions regulated by that provincial body. TQMP and TransCanada PipeLines are both federal companies and, as such, operate under federal regulations.

Senator Guay: But whether it is a local group that is handling distribution or a national company, the cost to the consumer is going to be the same. Greater Winnipeg Gas, for example, which is a local company operating in the part of the country I come from, seems to be applying to the Public Utility Board for increases almost on a yearly basis. The consumers in that area are not benefiting financially by having Greater Winnipeg Gas as the distributor.

So, I come back to my original question: What is the advantage in having a local company handling the distribution as opposed to a national company, or any other company? They are all at more or less the same level across Canada. Insofar as return on investment is concerned, they are all more or less on a par.

Senator Thériault: It would be nice to see a couple of head offices in Nova Scotia and New Brunswick.

Mr. Latimer: If a major transmission company wished to become involved in local distribution, it would have to form a separate company and apply to the province, through that company, for a distribution franchise. The distribution subsidiary would be regulated by the province in which it operates, and not by the National Energy Board. From that point of view, in terms of its statutory life and its regulation, it would be just like any other local company and not a part of the major transmission company.

[Traduction]

les trois grandes régions de Moncton, de Fredericton et de Saint-Jean.

Nous avons eu des entretiens avec un certain nombre de personnes des Maritimes et du Nouveau-Brunswick pour tenter de les réunir. Nous avons intérêt à constituer rapidement une société de distribution parce que nous ne nous occupons pas de ce domaine. Nous avons déclaré que le Nouveau-Brunswick aurait tout intérêt à disposer d'une société locale. Habituellement, ce sont les services publics locaux qui s'en occupent.

Actuellement, il n'y aurait à notre connaissance aucun grand organisme en voie de formation pour s'occuper de distribution au Nouveau-Brunswick, malgré tout l'encouragement que nous avons pu donner en ce sens.

Le sénateur Guay: Quels avantages y aurait-il à confier la distribution à une société locale plutôt que nationale? Est-ce qu'elles ne pratiqueraient pas toutes deux le même tarif?

Le consommateur aurait-il avantage à ce qu'un groupe local s'occupe de la distribution et de la vente?

M. Abercrombie: Je le pense.

M. Latimer: Les sociétés de distribution sont régies par des lois provinciales. La concession est accordée par un organisme provincial, qui fixe les tarifs et conditions. La TQMP et la TransCanada PipeLines sont deux sociétés fédérales et sont donc régies par la réglementation fédérale.

Le sénateur Guay: Mais que la distribution soit confiée à un groupe local ou national, le prix à la consommation sera le même. La Greater Winnipeg Gas, par exemple, qui est une société locale installée dans la région d'où je suis, semble s'adresser pratiquement chaque année à la Commission des services publics pour demander l'autorisation d'imposer ses augmentations. Les consommateurs de cette région ne sont pas financièrement avantagés en tant que clients du Greater Winnipeg Gas.

Je reviens donc à ma première question: en quoi est-il plus avantageux de confier la distribution à une société locale plutôt que nationale ou autre? Elles sont pratiquement toutes les mêmes dans tout le Canada. En ce qui concerne le rendement des investissements, elles sont pratiquement toutes équivalentes.

Le sénateur Thériault: Il serait bien de consulter quelques directeurs de Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick.

M. Latimer: Si une grande société de transport veut s'occuper de distribution locale, elle doit constituer une société distincte et s'adresser à la province, par l'intermédiaire de cette société, pour obtenir une concession de distribution. La filiale de distribution est assujettie à la réglementation de la province dans laquelle elle opère et ne relève pas de l'Office national de l'énergie. De ce point de vue, et compte tenu de sa connaissance juridique et des règlements établis en conséquence, elle est considérée comme toute autre société locale et non pas comme faisant partie de la grande société de transmission.

[Text]

Generally, the provinces and the business communities in the various provinces have found it philosophically undesirable to have a local distribution company tied in to and owned by, a mainline transmission company.

Senator Guay: What do you mean when you say these companies are regulated by the province in which they operate. In what way are these local distribution companies regulated provincially?

Mr. Latimer: They are regulated in every phase of their activities, senator. First, they are given their franchise by the province for the areas which they may service. In addition, they have to apply to the regulatory agency, which is usually a public utilities board, for permission to build any facilities they wish to build, and they are also regulated in terms of the rate of return and expenses.

Senator Guay: That is by a utility board of some kind?

Mr. Latimer: By a public utilities board, yes.

Senator Guay: Like Bell Canada, if they want an increase in the rate of return, they have to apply to the CRTC.

Mr. Latimer: That is right.

Senator Guay: What is the difference, then, between a local company and any other company that might apply for the distribution franchise? What is the benefit to the consumer? That is what I would like to know.

The statement was made that it would be beneficial to have a local company do the distribution rather than an extra-provincial company, and I am asking why it would be beneficial. To my mind, there would be no particular advantage in having one over the other.

Mr. Abercrombie: I agree, Senator Guay, that there are no identifiable financial benefits in having a local company handling distribution as opposed to an extra-provincial company. However, I do think it makes good sense to have local people in the area involved. It is easier for us to deal with them, and the consumers seem to be more comfortable in dealing with someone they know. That was my only point.

The Chairman: On a point of clarification, Mr. Abercrombie, you said in your opening statement, and again in response to a question from Senator Thériault, that the line will be reversed. You meant reversible, did you not?

Mr. Abercrombie: I meant to say, Mr. Chairman, that we fully anticipate that there will be a need or reason to reverse that line, and that need or reason, we think, is going to be the availability of gas from offshore Nova Scotia. In all of our planning, we have anticipated this and noted it. The pipeline that we are building is not reversible immediately.

The Chairman: Senator Molgat?

Senator Molgat: Mr. Abercrombie, in your presentation you indicate that you have made application to the National Energy Board in respect of this pipeline, your application

[Traduction]

De façon générale, les provinces et les milieux d'affaires des diverses provinces estiment qu'il n'est en principe pas souhaitable qu'une société locale de distribution soit rattachée à une société de transport par pipe-line et détenue par cette dernière.

Le sénateur Guay: Quand vous dites que ces sociétés sont régies par la province dans laquelle elles opèrent, que voulez-vous dire exactement? De quelle façon ces sociétés locales de distribution sont-elles régies par la province?

M. Latimer: Chaque aspect de leurs activités est réglementé, monsieur le sénateur. D'abord, la concession leur est accordée par la province pour les régions qu'elles peuvent desservir. En outre, elles doivent s'adresser à l'organisme de réglementation, habituellement une commission de services publics, pour obtenir la permission de construire toute installation et elles sont aussi réglementées en matière de taux de rendement et de dépenses.

Le sénateur Guay: Il s'agit d'une sorte de commission de services publics?

M. Latimer: Oui, d'une commission de services publics.

Le sénateur Guay: Comme Bell Canada. Pour augmenter son taux de rendement, cette société doit s'adresser au CRTC.

M. Latimer: C'est juste.

Le sénateur Guay: Quelle différence y a-t-il donc entre une société locale et toute autre société qui demanderait à exploiter une concession de distribution? Quel avantage y trouve le consommateur? J'aimerais bien le savoir.

Il a été dit qu'il y aurait intérêt à confier la distribution à une société locale plutôt qu'à une société extra-provinciale, et je me demande pourquoi. À mon avis, aucune ne me semble préférable à l'autre.

M. Abercrombie: Je reconnais avec vous, monsieur le sénateur, qu'il n'y a pas d'avantage financier bien défini à confier la distribution à une société locale plutôt qu'à une société extra-provinciale. Toutefois, je pense qu'il est bon que des gens de la région concernée s'en occupent. Il est plus facile pour nous de faire affaires avec eux, et les consommateurs semblent plus à l'aise lorsqu'ils s'adressent à quelqu'un qu'ils connaissent. C'est la seule raison.

Le président: Monsieur Abercrombie, vous avez dit dans votre déclaration préliminaire, et à nouveau en réponse à une question du sénateur Thériault, que le pipe-line serait inversé. Vous vouliez sans doute dire réversible, n'est-ce pas?

M. Abercrombie: J'entends, monsieur le président, que nous prévoyons vraiment un besoin ou une raison d'imprimer une nouvelle direction à l'affaire, vu la disponibilité du gaz au large de la Nouvelle-Écosse. Nous avons prévu cette inversion, lors de la planification. Le pipe-line que nous construisons n'est pas immédiatement réversible.

Le président: Sénateur Molgat?

Le sénateur Molgat: Monsieur Abercrombie, dans votre mémoire vous dites que vous avez soumis une demande à l'Office national de l'énergie en ce qui a trait à ce pipe-line;

[Text]

having been filed with the board on December 19. Have you yet had a date as to when the public hearing will be held?

Mr. Abercrombie: On December 19th, 1980, we filed our application with the board, together with certain material—not all of it. We filed the East coast Offshore Study, containing our best estimates as to what the potential was; we filed some further environmental data, particularly for the Province of New Brunswick; and we filed some market analyses or market forecasts.

The second date of importance is January 16, tomorrow, when we complete that filing. That second filing will include capital cost estimates and economic viability studies.

The NEB have issued a Notice of Hearing for March 10 in Ottawa, and then proceeding on to Fredericton, Halifax, and Quebec City.

Senator Molgat: Your construction schedule, I note, is based upon getting approval on April 1, according to your document.

Mr. Abercrombie: That is correct.

Senator Molgat: Are you likely to have that approval by April 1, 1981?

Mr. Abercrombie: In our discussions, we have had indications that the board is going to proceed on an expedited basis—and perhaps Mr. Latimer can elaborate on that. Certainly, they have called an early hearing following our filing of material and our application. It is conceivable that we could get a certificate in April. I would have to say, however, that the date of April 1, based upon a March 10 hearing, seems a little early. But we are optimistic. Clearly, this pipeline, based upon the remarks in the National Energy Program, has been deemed in the public interest.

Senator Molgat: What happens to your construction schedule in the event that a certificate is not issued for a month or two, or even three, beyond April 1?

Mr. Abercrombie: I think I will ask Mr. Ballantyne, who is in charge of construction, to answer that.

Mr. E. Allan Ballantyne, Executive Vice President, Trans Quebec & Maritimes Pipeline Inc.: The Schedule we are holding now, and the one that was included in the booklet distributed to members of the committee, is predicated on approval early in April. That will enable us to move past Quebec City and into New Brunswick during the winter of 1981-82.

Were we to get a decision from the National Energy Board in, say, mid-summer of this year, we would lose about six months, with a resultant slip in the schedule. We are now preparing some alternate schedules to cover such contingencies. It would slow a little bit the arrival of gas at the various maritime centres.

Senator Molgat: So, there would not be a "speed-up" schedule; there would be a delay in the whole thing. There is

[Traduction]

votre demande a été soumise à l'Office le 19 décembre. Savez-vous quand l'audience publique aura lieu?

M. Abercrombie: Le 19 décembre 1980, nous avons soumis notre demande auprès de l'Office, ainsi que certains documents, mais pas tous. Nous avons présenté notre étude sur les réserves au large de la côte est, qui comprend certaines de nos meilleures prévisions sur le potentiel de ces réserves; nous avons déposé d'autres données sur l'environnement, particulièrement pour le Nouveau-Brunswick; nous avons également déposé des documents sur une étude des marchés ou des prévisions des marchés.

La deuxième date importante est le 16 janvier, demain, lorsque nous compléterons la soumission de cette demande, où l'on trouvera des prévisions, des immobilisations et des études sur la viabilité économique du projet.

L'ONE a publié un avis d'audiences pour le 10 mars, à Ottawa, et elles se poursuivront à Fredericton, Halifax et Québec.

Le sénateur Molgat: J'ai remarqué que, dans l'élaboration de votre programme de construction, vous avez choisi le 1^{er} avril comme date du début des travaux.

M. Abercrombie: C'est exact.

Le sénateur Molgat: Croyez-vous que vous aurez reçu cette approbation le 1^{er} avril 1981?

M. Abercrombie: Lors de nos discussions, nous avons cru comprendre que l'Office va hâter les choses et peut-être M. Latimer pourrait vous en dire plus long à ce sujet. L'Office a convoqué une première audience, après la soumission de notre demande et de nos documents. Il est possible que nous recevions notre certificat en avril. Toutefois, nous avons fixé cette date en raison de l'audience prévue pour le 10 mars, il se peut que cette date soit un peu optimiste. Évidemment, ce projet conçu à la suite des recommandations contenues dans le programme énergétique national est dans l'intérêt du public.

Le sénateur Molgat: Qu'arriverait-il à votre programme de construction si vous ne receviez votre certificat qu'un, deux ou trois mois après le 1^{er} avril?

M. Abercrombie: Je vais demander à M. Ballantyne, qui est chargé de la construction, de répondre à cette question.

M. E. Allan Ballantyne, vice-président administratif, Trans Quebec & Maritimes Pipeline Inc.: Le programme dont nous parlons maintenant et dont on parle dans une brochure distribuée aux membres du Comité, est fondé sur une approbation de notre demande au début d'avril. Ceci nous permettrait de continuer la construction plus loin que Québec et d'entrer au Nouveau-Brunswick au courant de l'hiver 1981-1982.

Si nous obtenions la décision de l'Office national de l'énergie au cours de cet été, le programme accuserait alors un retard d'environ 6 mois. Nous préparons des programmes que nous pourrions utiliser s'il y a un retard. Toute modification retarderait l'arrivée du gaz dans les centres des Maritimes.

Le sénateur Molgat: Donc il n'y aura pas de programme de construction accélérée; il y aurait un retard qui toucherait tout

[Text]

no way that you could still end up delivering gas by the dates listed here.

Mr. Ballantyne: It is not impossible, but it may well not be desirable—for two reasons: one, an acceleration of that type tends to drive costs up very sharply; secondly, as was mentioned by the two principal speakers, there are other major projects in the offing, and it may not be possible to accelerate one Canadian project without acting to the detriment of other equally important projects.

Senator Molgat: Your present application to the board, is it very different from those which you presented back in 1978, 1979, and 1980? Are they very different proposals, or are they essentially the same?

Mr. Abercrombie: They are essentially the same. There have been some changes, and perhaps I could mention them briefly. The volumes have gone up, what with the National Energy Program and the incentives that are being offered for conversion from number two or number six fuel oil to natural gas. This has led to a substantial upward revision of our original market forecast, an increase of 75 or 80 per cent, which has helped, incidentally, in the economic viability. As a result of those increased volumes there has been a slight increase in the size of the line itself and that has had an effect on the capital cost.

Finally, the pipeline into the maritimes has already been delayed a whole year, so we are dealing with one more year of inflation at, say, a 10 or 12 per cent inflation rate. Those are the principal reasons for the differences. Basically it is the same route serving the same markets but supplying different volumes.

The Chairman: But you were refused a licence. Have you addressed yourself to the reasons for the refusal?

Mr. Abercrombie: Yes, it was turned down for two reasons stated in the report for decision. One reason, which we cannot understand totally even yet, was on an environmental basis; secondly, it was turned down on the basis that the NEB wanted to see more results from the exploration efforts in the east coast offshore Nova Scotia area. We have now come in with an east coast offshore study, which is not definitive as to potential gas production.

Secondly, we have done some more environmental work, primarily in New Brunswick, which we think is satisfactory. At least we have had discussions with the province of New Brunswick, and they have not indicated any concern over what we have done.

Thirdly, and most importantly I think we were denied a certificate two years ago for the reason that the Board did not agree with what they now call the economic viability of the maritime section. I can make reference to a comment the chairman of the National Energy Board, Mr. Edge, made before a parliamentary committee where he said something to the effect that now that there is economic viability as a result of the National Energy Program, he can see this pipeline proceeding, or words to that effect.

[Traduction]

le projet. Vous ne pourriez pas, s'il y a retard, livrer le gaz aux dates prévues ici.

M. Ballantyne: Cela serait possible, mais pas souhaitable—pour deux raisons: tout d'abord, une accélération de ce type tend à faire grimper les prix; ensuite, comme l'ont dit les deux principaux témoins, il y a d'autres projets importants en cours, et il ne serait peut-être pas possible d'accélérer notre projet canadien sans nuire aux autres projets qui sont tout aussi importants.

Le sénateur Molgat: La demande que vous avez soumise à l'Office national de l'énergie est-elle bien différente de celles que vous avez présentées en 1978, 1979 et 1980? S'agit-il de propositions vraiment différentes?

M. Abercrombie: Ce sont essentiellement les mêmes. Il y a eu certaines modifications, et peut-être devrais-je en parler brièvement. Les volumes sont plus importants, en raison du Programme énergétique national et des encouragements à la conversion du mazout de type 2 et 6 au gaz naturel. Ceci a entraîné une augmentation considérable de nos prévisions des marchés originales, soit environ 75 à 80%, ce qui, ceci dit en passant, a permis d'améliorer la viabilité du projet. En raison de l'augmentation de ces volumes, il y a eu une légère augmentation des dimensions de la ligne même et ceci a eu des répercussions sur les immobilisations.

L'installation du pipe-line dans les provinces maritimes a déjà été retardée d'une année entière, et nous devons faire face à une autre année d'inflation à un taux de 10 ou 12%. Ce sont là les principales raisons à l'origine de cette différence. Fondamentalement, il s'agit du même tracé pour les mêmes marchés mais de volumes différents.

Le président: Mais on avait refusé de nous accorder une licence. Connaissez-vous les raisons de ce refus?

M. Abercrombie: On a refusé de nous accorder une licence pour deux raisons. La première est une raison d'ordre écologique que nous ne comprenons pas vraiment; la deuxième raison était que l'Office national de l'énergie voulait avoir des résultats plus concrets de notre exploration au large de la Nouvelle-Écosse. Nous avons présenté une étude sur cette région qui n'en établit pas vraiment le potentiel.

Deuxièmement, nous avons effectué certaines études écologiques principalement au Nouveau-Brunswick et les résultats sont satisfaisants. Nous avons discuté de la question avec la province, et cette dernière ne semble pas préoccupée par nos activités.

Troisièmement, ce qui est encore plus important à mon avis, on nous a refusé un permis d'exploitation il y a deux ans parce que les fonctionnaires de l'Office ne croyaient pas à la viabilité économique du tronçon dans les Maritimes. Je fais allusion au commentaire que le président de l'Office national de l'énergie, M. Edge, a fait devant un comité parlementaire. Selon lui, la viabilité économique de ce tronçon du pipe-line est maintenant assuré grâce au programme énergétique national.

[Text]

The Chairman: You had an intervention from the government of New Brunswick. Are they in agreement now, or have you addressed yourself to their problem or intervention?

Mr. Abercrombie: Their intervention was primarily based on environmental concerns and, secondly, they indicated that they would like to see all of the energy options examined, including the east coast offshore. I am not sure we have met all of New Brunswick's concerns. We have had many discussions with them, and they now seem to be much more positively inclined towards what we are proposing than they were previously.

Senator Molgat: I was coming to these concerns of New Brunswick. I do not quite understand the difference here, and I may have missed something. Are the concerns different in New Brunswick than, for example, in Nova Scotia, or in the area of Quebec where you are going to build? Is the environment that different? What is the problem?

Mr. Abercrombie: No, they are not different. As a matter of fact, the work that was done in Quebec and the maritimes was similar in terms of coverage and detail. I think there are different perceptions as to what should be done in different geographical regions. I know in Nova Scotia they feel that the work we did was quite adequate, and they are pleased with it. That is on public record.

In New Brunswick they just perceived the quality of our work as being different, or not being adequate, I guess, to meet their criteria.

In the case of Quebec, I think that they were generally please with the quality and comprehensiveness of our environmental studies. So I guess I come back to it as being a provincial perception rather than differences in geography or physical characteristics of the country.

Senator Molgat: So you are hopeful then that in April you might get an answer?

Mr. Abercrombie: Very hopeful, sir.

Senator Molgat: In May of 1980 you had approval for the Quebec facilities but you were denied approval for the maritimes, so is the Quebec portion now in place or under construction, or where do you stand on that?

Mr. Latimer: The authority we were given to build to Quebec City by the National Energy Board did require that we come back with environmental clearances from the Quebec government on the specific route, and we are expecting those shortly, but do not have them yet. There have been intensive and prolonged negotiations on the specific routing between the Commission de Protection des Territoires agricoles which looks after the farmer's interests, and the highways department of Quebec which controls, or is close to, the route that the farmers would prefer we follow, and various municipalities along the route. They have had conflicting interests that have had to be resolved within the framework of Quebec. They are coming very close to the end now, and we expect within days to have the final clearance from Quebec that will allow us to go

[Traduction]

Le président: Le gouvernement du Nouveau-Brunswick est intervenu à ce sujet. Accepte-t-il maintenant vos plans ou avez-vous réglé le problème qui a justifié son intervention?

M. Abercrombie: Le gouvernement s'inquiétait surtout des conséquences écologiques du projet et nous a dit qu'il désirait étudier toutes les options énergétiques, y compris l'exploitation des gisements au large de la côte est. Je ne sais pas si nous avons entièrement réussi à rassurer le gouvernement du Nouveau-Brunswick à ce sujet. Nous avons eu de longues discussions avec des représentants du gouvernement et ceux-ci sont maintenant beaucoup mieux disposés qu'ils ne l'étaient envers notre projet.

Le sénateur Molgat: J'allais justement faire allusion à l'intervention du gouvernement du Nouveau-Brunswick. J'ai peut-être mal saisi, mais je ne comprends pas pourquoi la situation est différente. La construction du pipe-line pose-t-elle des problèmes différents au Nouveau-Brunswick, par exemple, de ceux qui se posent en Nouvelle-Écosse ou au Québec? Le milieu est-il différent? Quel est le problème qui se pose?

M. Abercrombie: Les problèmes sont les mêmes. L'envergure et la difficulté des travaux entrepris au Québec et dans les Maritimes étaient d'ailleurs comparables. Je crois qu'on perçoit différemment dans chaque région ce qui devrait y être fait. Je sais que le gouvernement de la Nouvelle-Écosse est satisfait des travaux qui ont été faits dans cette province. Le gouvernement l'a d'ailleurs reconnu publiquement.

Je suppose qu'au Nouveau-Brunswick, le gouvernement applique d'autres critères de qualité s'il n'a pas été satisfait de notre travail.

Quant au Québec, je crois que le gouvernement a été, en général, satisfait de la qualité du caractère exhaustif de nos études écologiques. Je ne crois pas que ces divergences provinciales soient attribuables à la géographie ou aux caractéristiques physiques.

Le sénateur Molgat: Vous espérez donc obtenir une réponse en avril?

M. Abercrombie: Oui, monsieur.

Le sénateur Molgat: En mai 1980, on a approuvé vos plans pour le tronçon passant au Québec, mais pas pour celui traversant les Maritimes. Le tronçon québécois est-il déjà terminé?

M. Latimer: L'Office national de l'énergie nous a donné la permission de construire le pipe-line jusqu'à Québec à la condition que le gouvernement du Québec approuve le tracé proposé compte tenu de ces répercussions écologiques, ce que nous présumons qu'il fera sous peu. Au Québec, la Commission de protection des territoires agricoles, qui défend les intérêts des agriculteurs, et la Voirie, qui contrôle plus ou moins le tracé que les agriculteurs et de nombreuses municipalités aimeraient que nous suivions, ont eu des négociations intensives et prolongées sur le tracé du pipe-line. Ils ont dû concilier leurs intérêts divergents. Ces négociations s'achèvent et nous attendons sous peu l'approbation du gouvernement du Québec. Nous pourrions alors proposer à l'Office national de l'énergie un tracé qui convient au Québec.

[Text]

back to the National Energy Board with a very specific route that Quebec is in agreement with.

There is one other question outstanding in Quebec. That is that east of Montreal there are as yet no distributors franchised by Quebec for us to deal or contract with. Again, we are anticipating, since the appropriate Quebec board had hearings on that throughout the summer and fall, a decision on that very quickly, so that within a few weeks we hope and expect to have a distributor or distributors with whom to talk in Quebec about contracts for gas.

Senator Molgat: So you can proceed with that portion without a completely new approval?

Mr. Latimer: That is right. It has taken a long time to get these details cleaned up, but we are confident now that we are just in the last throes of getting final approvals and getting a distributor or distributors to deal with, and that we will be able to build as far as Three Rivers in the construction season of 1981.

Senator Molgat: That would be the section marked in green on your map?

Mr. Latimer: That is right.

Senator Molgat: So that is a separate question from the other application?

Mr. Latimer: That is right. The current application that we have been addressing covers the section to the east of Quebec City. What we have had approved are facilities in Quebec, we would expect to be able to receive final clearance in time to build to Three Rivers in the 1981 season, and then to finish building under our current authority to Quebec City, and up into the Lac St. Jean area, which is also covered.

Senator Molgat: That is approved as well?

Mr. Latimer: That is approved as well. The main line east of Quebec City and down into the Atlantic provinces is the subject of this application.

Senator Molgat: Is that southern section into the eastern townships, Thetford Mines, approved as well?

Mr. Latimer: This is the yellow and red sectors, one ending in the general area of Windsor and Marbleton, and the other at Thetford Mines. Both of those are included in the approvals, yes.

Senator Molgat: We are really talking here about, let's say, east of Edmundston?

Mr. Latimer: Lévis/Lauzon.

Senator Molgat: East of Lévis/Lauzon.

Mr. Latimer: What about the brown lateral down to St-Georges in the Beauceville Valley, is that in the current approval, Mr. Ballantyne?

Mr. Ballantyne: Yes, it is.

[Traduction]

Un autre problème se pose au Québec. A l'est de Montréal, le gouvernement n'a pas encore désigné des concessionnaires avec lesquels nous pourrions traiter ou conclure des contrats. Étant donné que l'Office québécois a eu des audiences à ce sujet pendant l'été et l'automne, nous nous attendons à recevoir d'ici quelques semaines une décision à ce sujet. Nous espérons que des concessionnaires auront été nommés à ce moment pour que nous puissions discuter avec eux des contrats touchant la distribution du gaz naturel.

Le sénateur Molgat: Vous pouvez donc aller de l'avant sans devoir faire approuver tous vos plans de nouveau?

M. Latimer: En effet. Il a fallu beaucoup de temps pour clarifier ces détails, mais nous attendons incessamment les approbations nécessaires et la nomination de concessionnaires. Nous espérons que le pipe-line aura atteint Trois-Rivières au cours de la saison de construction de 1981.

Le sénateur Molgat: S'agit-il du tronçon en vert sur votre carte?

M. Latimer: C'est cela.

Le sénateur Molgat: Il s'agit donc d'une question distincte?

M. Latimer: C'est exact. La demande dont nous avons discutée jusqu'à maintenant portait sur le tronçon situé à l'est de Québec. Les plans pour la construction au Québec ont déjà été approuvés et nous espérons recevoir l'approbation nécessaire en temps voulu pour pouvoir construire le pipe-line jusqu'à Trois-Rivières durant la saison de 1981. Nous terminerons ensuite le tronçon allant jusqu'à Québec et au lac Saint-Jean.

Le sénateur Molgat: Cette partie des travaux a-t-elle été approuvée?

M. Latimer: Oui. Notre deuxième demande porte sur le tronçon principal à l'est de Québec et dans les provinces de l'Atlantique.

Le sénateur Molgat: Le tronçon sud qui se rend dans les Cantons de l'Est jusqu'à Thetford Mines a-t-il été approuvé?

M. Latimer: Nous parlons maintenant des parties en jaune et en rouge sur la carte. L'une se termine à Windsor et à Marbleton et l'autre à Thetford Mines. Ces deux parties ont été approuvées.

Le sénateur Molgat: C'est-à-dire en fait, disons, à l'est d'Edmundston?

M. Latimer: Lévis/Lauzon.

Le sénateur Molgat: A l'est de Lévis/Lauzon.

M. Latimer: Et qu'en est-il de cette dérivation en marron jusqu'à St-Georges dans la vallée de Beauceville, est-ce que ça fait partie de ce qui a été approuvé, monsieur Ballantyne?

M. Ballantyne: Oui.

[Text]

Mr. Latimer: You could take a pencil just at Lévis/Lauzon across that broken yellow line and say it is the main line and the laterals east of there are the subject of this application.

Senator Molgat: So that is the main concern at this point.

Senator Thériault asked about the service to Prince Edward Island. Now you have, for example, a further possible connection south into northern New England, but you did not put the same thing in for Prince Edward Island, nor do I see anything for Newfoundland. Is there any possibility that Newfoundland could or would be included?

Mr. Abercrombie: I think it is quite reasonable, with what we think is a very large natural gas and oil potential some miles off the east coast of Newfoundland, that natural gas will come ashore possibly by pipeline, to serve Newfoundland and to come across the province to the Cabot Strait, where there is a 65-mile gap between Newfoundland and Cape Breton, and then to tie in with the system we are applying for today. I really believe that. That is exactly what happens in major offshore geological situations, or basins, that are conducive to the accumulation of hydrocarbons.

Senator Doody: An east coast offshore study was mentioned several times. Did it include the technical problems of building a pipeline from Newfoundland to the mainland?

Mr. Abercrombie: No, it did not, sir. Our company has done some preliminary reconnaissance on Newfoundland, looking at the topography. We have sent out several of what we call our pipeline locators, who are old timers who somehow know how to route a line. We have looked at two scenarios for the gas at or close to Hibernia. I know it is an oil discovery, but you do not find oil in isolation from natural gas. Such gas would come ashore and cross southern Newfoundland, and then cross the Cabot Strait. That is Cabot Strait, is it not?

Senator Doody: Yes, 90 miles.

Mr. Abercrombie: It would then tie in with the trans-Quebec and Maritime pipeline, for eventual delivery into the U.S. northeast market. We also looked at taking a pipeline to Newfoundland and up across the Strait of Belle Isle and into the north shore. Both routes are costly. We have concluded that probably the most economic route would be the one across southern Newfoundland to tie into the Trans-Quebec and Maritimes pipeline system, if that is the direction in which the gas is to be marketed.

Senator Doody: I would assume, then, that any participation of Newfoundland would be on the assumption that gas would flow west from Newfoundland, or from the offshore. There are no plans for putting a pipeline from west to east?

[Traduction]

M. Latimer: Vous pourriez prendre un crayon juste au niveau de Lévis/Lauzon, au travers de cette ligne brisée jaune et dire que c'est la ligne principale et que toutes les lignes secondaires à l'est font précisément l'objet de cette demande.

Le sénateur Molgat: C'est donc ce dont il s'agit essentiellement pour le moment.

Le sénateur Thériault a posé la question de la desserte de l'Île-du-Prince-Édouard. Là, vous avez par exemple, une autre possibilité de dérivation au sud, vers le nord de la Nouvelle Angleterre, mais vous n'avez rien indiqué de tel pour l'Île-du-Prince-Édouard, et je ne vois rien non plus pour Terre-Neuve. Peut-on penser que Terre-Neuve pourrait être ou serait même comprise?

M. Abercrombie: Je pense que c'est pensable, étant donné que les réserves auxquelles nous pensons, gaz et pétrole, aux larges des côtes de Terre-Neuve sont immenses, et que le gaz naturel viendra à terre par pipe-line vraisemblablement, desservant Terre-Neuve et traversant toute la province jusqu'au détroit de Cabot, où la distance entre Terre-Neuve et Cap Breton est de 65 milles, pour faire ensuite jonction avec le réseau faisant l'objet de notre demande d'aujourd'hui. Voilà donc ce que je crois possible. C'est aussi exactement ce qui se passe dans la plupart des sites en pleine mer, ou même des gisements susceptibles d'accumulation d'hydrocarbures.

Le sénateur Doody: Il a été plusieurs fois question d'une étude de sites au large de la côte est. Y a-t-on inclus une étude technique pour la construction d'un pipe-line reliant Terre-Neuve au continent?

M. Abercrombie: Non. Notre société a fait une recherche préliminaire sur Terre-Neuve, notamment topographiquement. Plusieurs de nos poseurs de pipe-lines ont été envoyés sur le terrain, ce sont des habitués qui s'y connaissent pour ce qui est du tracé d'une canalisation. Nous avons envisagé deux scénarios pour le gaz à Hibernia, ou tout près de là. Je sais qu'il s'agit d'un gisement de pétrole. Mais le pétrole ne va jamais complètement sans gaz naturel. Ce gaz viendrait donc à terre et traverserait Terre-Neuve sud, et franchirait ensuite le détroit de Cabot; voilà le détroit de Cabot n'est-ce pas?

Le sénateur Doody: Oui, 90 milles.

M. Abercrombie: Il rejoindrait ensuite le pipe-line Trans-Québec et Trans-Maritimes, et approvisionnerait éventuellement le marché du nord-est des États-Unis. Nous avons également envisagé une solution consistant à tracer jusqu'à Terre-Neuve une ligne qui traverserait ensuite le détroit de Belle Isle jusqu'à la côte nord. Ces deux itinéraires seraient coûteux. Nous en avons donc conclu que la route la plus économique serait celle traversant le sud de Terre-Neuve et rejoignant ensuite le réseau Trans-Québec et Trans-Maritime, si c'est bien là qu'enfin le gaz doit être vendu.

Le sénateur Doody: Je suppose alors que toute participation de Terre-Neuve supposerait que ce gaz soit transporté à partir de la partie ouest de Terre-Neuve, ou des sites offshore. Rien n'a été prévu en ce qui concerne une ligne partant de l'ouest vers l'est?

[Text]

Mr. Abercrombie: We certainly have no such plans, sir. We have been in touch with the Newfoundland government and have given them the material on some of the work that we have done, and they have expressed some interest in those concepts. But this is very early in the game, of course.

Senator Doody: That's right.

Senator Molgat: That answers my question as to Newfoundland. That was my next one. I have some further questions, but no doubt there are other senators who have some.

Senator Yuzyk: Mr. Chairman, I would like a brief discussion on the capital cost of this whole project. I note on page 8 that capital costs through 1990 for Quebec will be \$507 million and for the Maritimes \$655 million, for a total of \$1.162 billion. My first question is: Have you any problems in acquiring those funds for this project?

Mr. Latimer: We might start by saying that with material that is about to be filed in support of the application, substantial additional amounts of capital beyond this have to be included. The amounts of capital provided here are those for the segments of the new pipeline itself; but we also have to get the gas from Alberta to the delivery point of the trans Quebec and Maritime pipeline. TransCanada PipeLines Limited has no excess capacity itself in its main line between the Alberta-Saskatchewan border and Montreal.

So in the same timeframe, in order to supply additional capacity along our entire main line to move the gas to the trans Quebec and Maritimes, there will be a further \$1.6 billion spent on the TransCanada main line to be added to the cost of the trans Quebec and Maritimes line. That is the full amount of the capital connected with building this project and providing the gas to put in it.

As to how that money is raised, TransCanada—which will have by far the largest share of this capital to put in, because it will be responsible for all of the capital on our own main line and half of the capital on trans Quebec—has kept various lenders throughout North America fully apprised of our total plans, and they are included in our total plans. Because the capital will be spent after these facilities are approved by an appropriate regulatory hearing, and will be a factor in setting our rate base and what will be paid by the users of the line—who are at present the producers in Alberta, and accepting that the process by which the expenditures are approved provides sufficient assurance to the lenders that the capital will be paid back, we anticipate no trouble in raising the capital. I believe the same statement could be made for Nova, our partners in Trans Quebec and Maritimes.

[Traduction]

M. Abercrombie: Non nous n'avons rien étudié dans ce sens. Nous avons eu des contacts avec le gouvernement de Terre-Neuve et lui avons communiqué certains des résultats de nos premières recherches, qui ont semblé les intéresser. Mais tout cela n'est qu'un début bien sûr.

Le sénateur Doody: Exactement.

Le sénateur Molgat: Voilà qui répond à ma question relative à Terre-Neuve. C'était le point que je voulais aborder maintenant. J'ai d'autres questions, mais je suppose qu'il y a des sénateurs qui veulent prendre la parole.

Le sénateur Yuzyk: Monsieur le président, j'aimerais que l'on discute rapidement la question des immobilisations qu'entraînerait l'ensemble du projet. Je remarque à la page 8 que les immobilisations jusqu'en 1990 pour le Québec se monteraient à \$507 millions et pour les provinces Maritimes à \$655 millions, soit donc un total de \$1,162 millions. Ma première question est donc: avez-vous des difficultés à vous procurer ces capitaux?

M. Latimer: Disons tout de suite qu'avec les documents supplémentaires que nous devons encore verser au dossier de demande, des capitaux importants viendront s'ajouter à ce que nous avons mentionné. Ce que nous avons noté ici concerne les portions du nouveau pipe-line lui-même; mais n'oublions pas que nous devons également acheminer le gaz de l'Alberta jusqu'aux vannes du pipe-line Trans-Québec et Trans-Maritimes. TransCanada PipeLines Limited ne dispose d'aucune capacité supplémentaire disponible sur son pipe-line principal entre la frontière Alberta-Saskatchewan et Montréal.

Nous devons donc, dans le même temps, et pour fournir les quantités supplémentaires sur notre canalisation principale acheminant le gaz jusqu'au pipe-line Trans-Québec et Trans-Maritimes, consacrer \$1.6 milliard supplémentaire au pipe-line principal TransCanada, qui viendra donc s'ajouter au coût du réseau Trans-Québec et Trans-Maritimes. Voilà donc l'ensemble des capitaux nécessaires à la construction de ce projet et à son alimentation en gaz.

En ce qui concerne la façon dont ces capitaux seront rassemblés, TransCanada, qui participera à l'investissement le plus important, étant donné que cette société sera responsable de toutes les immobilisations sur la ligne principale et de la moitié du capital sur la ligne Trans-Québec, TransCanada donc a maintenu des contacts dans toute l'Amérique du Nord avec des investisseurs qui connaissent notre projet, et qui figurent dans notre programme. Mais, étant donné que les investissements seront faits après approbation des plans lors d'audiences réglementaires, que d'autre part nous déterminerons notre tarif et nos taux de rentabilité ainsi que ce que nous demanderons aux usagers de la ligne, qui pour le moment sont les producteurs de l'Alberta, et comme par ailleurs cette procédure d'approbation du budget prévu représente aux yeux des investisseurs une garantie suffisante pour le capital qu'ils engagent, nous ne voyons aucune difficulté en ce qui concerne la collecte de ces fonds de financement. Je pense que NOVA, notre partenaire sur l'affaire Trans-Québec et Maritimes, pourrait en dire autant.

[Text]

So the real question with which we have to face is the approval hearing itself. When these amounts of capital, which do have to be serviced and repaid, are contemplated in the economic viability, there will be questions raised by the people who will pay—the Alberta producers—as to what it will do to their net-back in the field, or the cost of service they pay, or however they express it.

In this respect, we think that this will be one of the crucial elements addressed in part at the National Energy Board hearing. The producers will quite naturally be interested in what happens to their net-back and the field price that they get from the gas that is going into the new line.

The material that we are filing with the Energy Board on this matter shows that in the opening years there would be some negative flow-backs to Alberta producers from the Maritimes pipeline if nothing is done to aid that line in its early years. When I say that, the National Energy Program specifically refers to this kind of problem with the extension to the maritimes, and it does say that if required to assist—I am paraphrasing the words—or to make the line financially viable—that is, to the people who pay for it, namely, the producers—federal help in some form could be contemplated. So I think this will be a very important element that will have very active investigation and discussion in the NEB hearings.

I would go on to say that I think it is entirely manageable. I believe that the amount of help that will be needed to produce an acceptable result to Alberta producers is entirely manageable. Out of that totality of capital that I have mentioned, we think that the extent of the help that would be needed at the front end would be in the order of \$300 million.

Senator Yuzyk: This takes into account the inflation factor, too?

Mr. Latimer: Yes. It is somewhere in the range of 10 per cent to 11 per cent a year. It also takes into account the anticipated inflation in the prices received for the gas. You, therefore, might say that inflation does not hurt the viability of this project as much as you would otherwise think, because there is inflation in the prices received for the product as well as in the cost of building the line. Both these are included as an inherent part of our look at the viability of the whole thing.

Senator Yuzyk: My next question deals with the cost to the consumer. Is the consumer in Nova Scotia in the same position with regard to paying for the gas as the consumer, shall we say, in Ontario? Or is the cost to the consumer in the maritimes going to be higher?

Mr. Latimer: An initial look at this is included in the material we are now presenting to the National Energy Board, which is in the process of being filed either today or tomorrow. Generally the position is that the transmission company will sell the gas in the maritimes at the same price as it is sold to consumers of Union Gas in Toronto, that is the Toronto city gate price. That is now a matter of federal government policy as contained in the national energy policy. There will therefore be a uniform price at which gas is sold to distribution compa-

[Traduction]

Donc, le vrai problème se posera au cours de l'audience durant laquelle il faudra obtenir l'approbation. Lorsque les études sur la rentabilité tiennent compte de ces capitaux qu'il faut rembourser et pour lesquels il faut verser des intérêts, ceux qui ont à payer, les producteurs de l'Alberta, soulèveront des questions sur leurs rentrées nettes ou les intérêts qu'ils ont à payer, quelle que soit la façon dont ils s'expriment.

A ce sujet, celle-ci sera une des questions très importantes qui sera discutée à l'audience de l'Office national de l'énergie. Bien entendu, les producteurs s'intéresseront à la question de leurs rentrées nettes au prix qu'ils obtiendront pour le gaz acheminé par le nouveau gazoduc.

La documentation que l'Office national de l'énergie reçoit en cette matière indique qu'au départ, les producteurs albertains connaîtront certains manques à gagner par rapport au gazoduc des Maritimes si l'on ne prévoit pas d'aide financière au cours des premières années. Lorsque je dis que le programme énergétique national fait directement allusion à ce problème suscité par le prolongement du gazoduc jusqu'au Maritimes, je m'exprime en mes propres termes, mais l'Office prétend que s'il faut une aide financière pour que le gazoduc soit rentable pour ceux qui doivent le payer, notamment les producteurs; il faudrait alors prévoir une aide du gouvernement fédéral. Voilà un élément important de la question qu'il faudra étudier sérieusement et dont il faudra discuter au cours des audiences de l'Office national de l'énergie.

Je dirais même qu'il est tout à fait possible de le faire. A mon avis, il est tout à fait possible de prévoir une aide suffisante qui puisse satisfaire les producteurs albertains. De toutes les sommes dont il a été question, nous croyons que l'aide financière qu'il faudrait donner au départ serait de l'ordre de \$300 millions.

Le sénateur Yuzyk: Cette somme tient-elle également compte de l'inflation?

M. Latimer: Oui. Il s'agit d'un taux d'environ 10 ou 11 p. 100 par année. La somme tient également compte de l'inflation prévue dans les prix pour le gaz. On pourrait donc dire que l'inflation ne mettra pas en danger la rentabilité de ce projet autant qu'on pourrait le croire, car les prix pour le gaz tiennent compte de l'inflation ainsi que des coûts de construction du gazoduc. Dans notre étude sur la rentabilité de ce projet, nous avons tenu compte de ces facteurs.

Le sénateur Yuzyk: Ma prochaine question porte sur le prix que devra payer le consommateur. Les habitants de la Nouvelle-Écosse sont-ils autant en mesure de payer le gaz que ceux, disons, en Ontario? Autrement dit, le prix qu'aura à payer les consommateurs des maritimes sera-t-il plus élevé?

M. Latimer: Les résultats d'une première étude sur ce sujet font partie de la documentation que nous présenterons à l'Office national de l'énergie soit aujourd'hui, soit demain. En général, on semble croire que la société de transmission vendra le gaz dans les Maritimes au même prix que paient les consommateurs de gaz de la Union Gas à Toronto, c'est-à-dire le prix de point de livraison. Il s'agit là d'une question de politique du gouvernement fédéral dans le cadre de son programme énergétique national. On décidera d'un prix uniforme

[Text]

nies throughout all of eastern Canada. Once the distribution company gets the gas, the added cost of service between the company and its ultimate user can be quite variable.

Generally speaking, the work that we have done in taking a look at what will probably happen indicates that because the distribution systems in the Atlantic provinces will be new, and built with brand new, expensive money, they will start with a relatively small load on them until they build up customers, and will never have the density of load on them that the big distribution systems in cities like Toronto and Montreal have, so that the difference between the cost at which we sell the gas to a distribution company, and that at which it will sell the gas to a consumer, will be considerably higher than the cost of distribution in major urban areas, where distribution systems have heavy loads developed on them, and are mature systems with much of their capital long in place; so I think it is fair to say that the distribution companies will be regulated, but because of their cost of service they will add considerably more to the uniform price that the transmission company charges than the distribution companies add in Ontario and Quebec.

Having said that, the other side of it is, will the distribution companies be able to live within the competitive restraints that other forms of energy put on them? The material we will be filing with the National Energy Board suggests that they will be able to live within those competitive restraints.

Senator Yuzyk: Thank you very much for that information. I am sure it is important to maritimers, since they usually get the bad end of any deal because that region is so far away. In this case it is obvious that they will have to pay more for their gas, but they will still get a better deal in comparison with other sources of energy.

Mr. Latimer: Yes I think it is fair to say, senator, that the "far" has been taken out of it by the national energy policy. What will still have to be borne by the maritime consumer is the fact that his system is new, and built at today's prices instead of being a mature system. He will generally have more miles of distribution line per customer, and per thousand cubic feet moved, than in a very dense urban area. Those things the national energy policy does not address, or lift from his shoulders.

Mr. Abercrombie: May I make one comment? Notionally, anyway, Nova Scotia and New Brunswick should be better off when the east coast offshore gas is connected to the system, in the sense that they will be first in line rather than last. I say "notionally" but I cannot give you any numbers in that regard.

Senator Yuzyk: But how many years will it be before they can look forward to the reversing of the gas flow?

Mr. Abercrombie: The year we have used, is the year that has been suggested by Mobil, the operator of the Sable Island play, 1987. It will not be before that. So the year 1987 may be

[Traduction]

auquel le gaz sera vendu aux sociétés de distribution dans tous l'Est du Canada. Lorsqu'une société de distribution a obtenu le gaz, les suppléments à payer pour les services qui s'interposent entre ceux de la société et de l'utilisateur peuvent varier considérablement.

De façon générale, nos études relèvent qu'il s'agit de nouveaux systèmes de distribution dans les provinces de l'Atlantique, construits à un moment où l'argent coûte plus cher et que leurs clients seront relativement peu nombreux. Jusqu'à ce que ces sociétés se constituent une clientèle qui se rapproche davantage de celle des grands systèmes de distribution dans des villes telles que Toronto ou Montréal, le prix auquel nous vendons le gaz à la société de distribution et celui auquel elle le vend à un consommateur sera beaucoup plus élevé que celui d'une société de distribution dans des grands centres urbains où le nombre de clients est plus élevé et où les systèmes sont éprouvés et fonctionnent depuis assez longtemps. Il convient donc de signaler que les sociétés de distribution seront réglementées mais qu'en raison du coût de leurs services, elles demanderont des suppléments importants à ce prix uniforme exigé par la société de transmission que les sociétés de distribution demandent en Ontario et au Québec.

Cela dit, il faut aussi se demander si les sociétés de distribution pourront soutenir les contraintes concurrentielles que leur imposeront d'autres formes d'énergie. D'après la documentation que nous ferons parvenir à l'Office national de l'énergie, elles pourront le faire.

Le sénateur Yuzyk: Je vous remercie de vos renseignements. Ils sont très utiles, j'en suis sûr, aux habitants des Maritimes puisqu'ils semblent toujours désavantagés dans n'importe quelle situation, leur région étant si éloignée. Dans ce cas, il est évident qu'ils devront payer leur gaz plus cher mais par contre, par rapport au coût d'autres sources d'énergie, leur situation ne sera pas si mauvaise.

M. Latimer: Oui, sénateur, je crois qu'il est juste de dire que la politique énergétique nationale a enlevé toute signification à l'éloignement des provinces maritimes. Cependant, le consommateur des provinces maritimes ne doit pas oublier que son réseau de distribution sera neuf et qu'il aura été construit au prix d'aujourd'hui. Dans les Maritimes, le réseau de distribution comportera proportionnellement plus de milles de tuyaux par client et par milliers de pieds cubes de gaz déplacé que dans une région à forte densité de population. La politique énergétique nationale ne peut rien faire à ce sujet.

M. Abercrombie: Puis-je faire un commentaire? Théoriquement, les provinces de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick devraient être dans une meilleure position lorsque le gaz de l'Atlantique sera relié au réseau; ces provinces seront les premières desservies. Je dis «théoriquement» parce que je ne peux pas vous donner de chiffre.

Le sénateur Yuzyk: Combien d'années les consommateurs des Maritimes devront-ils attendre avant que soit renversé le flot d'acheminement du gaz?

M. Abercrombie: Nous nous sommes servis de l'année proposée par la société Mobil qui exploite le gisement de l'Île de Sable, c'est-à-dire 1987, cela ne peut pas être avant. On peut

[Text]

an estimate as to when that gas could come on stream and be delivered to the transQuebec and maritime pipeline, and thus cause the reversal of the flow.

Senator Yuzyk: That is before 1990, so it is within the period of the total construction.

Mr. Abercrombie: Yes.

Senator Yuzyk: That is very interesting.

Mr. Abercrombie: Yes. It is very exciting.

Senator Molgat: Do I understand you correctly to say that you, as the main line carrier, will sell at the same price to the distributor in, say, Chatham, as you do to the distributor in Toronto?

Mr. Latimer: That is correct.

Senator Molgat: Under National Energy Board policy.

Mr. Latimer: Yes.

Senator Molgat: So that is an equalized price from the main line.

Mr. Latimer: Yes.

Senator Molgat: Then why do you say, Mr. Abercrombie, that notionally the maritimes will be better off when offshore gas comes on? That would be presuming a change in National Energy Board policy, if there is equalization now.

Mr. Abercrombie: That is why I use the word "notionally". We are talking about a completely new system.

Senator Molgat: Ah, I see. A new policy.

Mr. Abercrombie: Yes.

Senator Guay: You say that the maritimes will be better off. At what price will you be selling that gas to the maritimes, as compared to the price at which you will be selling to your proposed markets in the United States—for example, in New York? How much better off are they going to be than the Americans on the other side to whom you will be supplying gas?

My concern is whether that pipe will be sufficiently large to supply all that part of the United States together with Newfoundland and Prince Edward Island, or, as a result of supplying the American market, will problems be caused for Canadians in that area, who we are hoping will get not only a better deal but good service out of the system?

Mr. Latimer: The current price as of last night—and I understand there is some thought that this might be in the process of change this morning—at which gas is sold to the United States market is \$4.47 U.S. per thousand. That is not to the customer, but into the U.S. transmission system at the Canadian border. The price at which we sell gas at the Toronto city gate, or anywhere east of there to a distribution company, is \$2.90 Canadian; so, roughly speaking, the gas is sold to distribution companies in eastern Canada at about half the price that it is sold at to transmission companies that still

[Traduction]

prévoir qu'en 1987, l'extraction du gaz se fera régulièrement et ce gaz pourra être livré grâce au Pipe-line Trans-Québec et Maritimes, ce qui en reversera l'acheminement.

Le sénateur Yuzyk: C'est avant 1990, donc encore pendant la période de construction.

M. Abercrombie: Oui.

Le sénateur Yuzyk: C'est très intéressant.

M. Abercrombie: En effet, c'est très intéressant.

Le sénateur Molgat: Vous ai-je compris quand vous avez dit qu'à titre d'exploitant d'une conduite principale, le distributeur de Chatham paiera le même prix qu'à Toronto?

M. Latimer: Vous avez bien compris.

Le sénateur Molgat: Grâce à la politique de l'Office national de l'énergie.

M. Latimer: Oui.

Le sénateur Molgat: Ainsi, on égalise le prix à la conduite principale.

M. Latimer: Oui.

Le sénateur Molgat: Alors pourquoi dites-vous, monsieur Abercrombie, que théoriquement le consommateur des Maritimes sera mieux servi lorsque le gaz de l'Atlantique commencera à être exploité? Vous semblez supposer une modification de la politique de l'Office national de l'énergie si vous maintenez qu'il y a une égalisation des prix.

M. Abercrombie: C'est pourquoi j'ai dit «théoriquement». Nous parlons d'un tout nouveau réseau.

Le sénateur Molgat: Ah, je vois. Une nouvelle politique.

M. Abercrombie: Oui.

Le sénateur Guay: Vous dites que le consommateur des Maritimes sera dans une meilleure situation. A quel prix lui vendrez-vous ce gaz et à quel prix envisagez-vous de vendre le gaz aux États-Unis, par exemple dans l'État de New York? Dans quelle mesure le consommateur des Maritimes sera-t-il mieux placé que l'Américain à qui vous fournirez également du gaz?

Je me demande si ce pipe-line sera suffisamment grand pour approvisionner cette région des États-Unis, ainsi que Terre-Neuve et l'Île-du-Prince-Édouard. Ne serait-il pas possible qu'en approvisionnant le marché américain vous créerez des problèmes aux Canadiens qui, espérons-le, seront non seulement mieux traités mais recevront également un meilleur service?

M. Latimer: Le prix actuel d'hier soir, et je crois savoir qu'il est possible que ce prix soit changé ce matin, auquel le gaz est vendu aux États-Unis est de \$4.47 U.S. par milliers de pieds cubes. Ce n'est pas le prix que paie le consommateur, mais bien le prix à l'entrée dans le réseau de distribution américain à la frontière du Canada. A Toronto, où n'importe où à l'est de Toronto, le prix du gaz au point de livraison que doit payer une société de distribution est de \$2.90 Can.; ainsi, on peut presque dire que le gaz est vendu aux sociétés de distribution de l'est du Canada à environ la moitié du prix imposé aux sociétés de

[Text]

have to get it somewhere else in the United States in order to distribute it in that country.

Senator Guay: What is the effect of the size of the pipe? Will it cause problems to your Canadian suppliers by using an extension into the United States market?

Mr. Latimer: I would say unequivocally that the Canadian market will never be pinched for gas because of the United States sales, because the National Energy Board, at the same time that they consider an export authorization, also consider the facility that will be required to move it. We would not ask for, nor do I think they would approve, a sale to the United States, or authorize the gas to start moving until such time as the necessary facility was put in place, in terms of additional facilities, looping, or additional horsepower, or whatever was necessary to move that gas as a separate slice into the United States market. Under any set of future conditions you might imagine, one of the responsibilities of the National Energy Board is that of not permitting additional sales or additional authorizations to take place until they are assured that there is a physical way to handle them without impinging on the Canadian market. They therefore make certain that the Canadian market is protected in terms of reserves of gas. They also make certain that the Canadian market is protected in terms of physical facilities to move the gas that has been contracted for.

Senator Doody: On a point of clarification, in Senator Guay's question, he mentioned Newfoundland and P.E.I. as being part of a system which the export of gas from the United States would not disrupt. My impression from earlier answers was that Newfoundland will not be included in this system unless it is fortunate enough to find some gas in its own offshore area. Unless there is some gas to flow west, there is no intention of putting a pipeline further east.

Mr. Abercrombie: No interest has been expressed in having that pipeline extended from, for example, Cape Breton to Newfoundland. We have met with Mr. Peckford.

Senator Guay: They may be interested in the future. We never know what the circumstances may be.

Mr. Abercrombie: I agree. We know there is a lot of oil and gas off the coast of Newfoundland. It seems to me more logical that a pipeline should be built to harness that reserve rather than to create a market for western Canadian gas in the province.

Senator Doody: I was not thinking in terms of America. I was thinking in terms of the consumers in Newfoundland with respect to the producers of oil. Carry on.

Senator Guay: I do not know whether it is fair to ask you the following questions, but I am going to ask them anyway, in view of the fact that I do not know a thing about either one of your businesses. They are in regard to the comprehensive studies you have made. I have been looking over this material and studying it very carefully. I notice that both companies have done considerable studies of market requirements, capital costs and financing, repayments and so on, which will be paid

[Traduction]

distribution américaines qui doivent encore transporter le gaz avant de le distribuer aux consommateurs.

Le sénateur Guay: Quel est l'effet de la dimension du pipe-line? Une expansion vers les marchés américains peut-elle créer des problèmes aux fournisseurs canadiens?

M. Latimer: Je peux dire, sans avoir peur de me tromper, que les ventes aux États-Unis ne réduiront pas l'approvisionnement canadien, car l'Office national de l'énergie, dans l'étude d'une demande d'exportation, tient également compte des installations de transport nécessaires. Nous ne demanderions pas à l'Office national de l'énergie—et je ne crois pas que l'organisme accepterait une telle demande—d'autoriser l'exportation de gaz aux États-Unis, ni d'autoriser le déplacement du gaz avant que les installations nécessaires soient en place; par installations, j'entends les boucles, la puissance de transport ou tout ce qui est nécessaire pour amener ce gaz aux États-Unis. Quelles que soient les conditions futures, l'Office national de l'énergie ne doit pas autoriser de ventes supplémentaires s'il n'y a pas de moyen de transporter le gaz. L'Office doit également s'assurer que ces exportations ne nuiront pas au marché canadien. Par conséquent, les fonctionnaires de l'Office national de l'énergie doivent protéger le marché canadien, pour ce qui est des réserves de gaz et pour ce qui est des installations physiques pour transporter ce gaz.

Le sénateur Doody: J'aimerais me faire expliquer un point. Dans sa question, le sénateur Guay dit que les provinces de Terre-Neuve et de l'Île-du-Prince-Édouard feront partie du réseau à partir duquel le gaz sera exporté aux États-Unis. J'avais cru comprendre, d'après les réponses données précédemment, que la province de Terre-Neuve ne sera pas raccordée au réseau à moins qu'elle ne découvre des réserves de gaz naturel au large de ses côtes. Si la province n'a pas de gaz à offrir à l'ouest, personne n'a l'intention de prolonger le pipe-line plus loin vers l'est.

M. Abercrombie: Nous avons rencontré M. Peckford qui n'a pas manifesté d'intérêt pour la prolongation du pipe-line de, disons, Cap Breton à Terre-Neuve.

Le sénateur Guay: Il s'y intéressera peut-être plus tard. On ne sait pas ce qui peut arriver.

M. Abercrombie: J'en conviens. Nous savons qu'il y a beaucoup de pétrole et de gaz au large de la côte de Terre-Neuve. Il me semble plus logique de construire un pipe-line pour puiser dans cette réserve plutôt que de créer dans cette province un marché pour le gaz de l'Ouest canadien.

Le sénateur Doody: Je ne pensais pas à l'Amérique tout entière, mais aux consommateurs de Terre-Neuve par rapport aux producteurs de pétrole. Poursuivez.

Le sénateur Guay: Je ne sais pas s'il est juste de vous poser les questions suivantes, mais je vous les poserai tout de même, car je ne connais rien de vos deux entreprises. Elles reflètent les vastes études que vous avez faites. J'ai étudié soigneusement ces documents. Je remarque que les deux sociétés ont fait beaucoup d'études sur les besoins du marché, les coûts en capital, le financement, les remboursements, etc., qui seront en grande partie imputés aux consommateurs. Après tout, c'est

[Text]

in great part by the consumer. After all, that is normally the way. You include the cost of the consumption. Then you have your direct costs and indirect costs and so on.

Because of your projections as to all these elements from 1981 to 1991 inclusive, my question to both of you is this: What is your projected return on investment as far as your companies are concerned? Surely you must have taken into consideration the future aspect of that. I am speaking now in regard to your own study pertaining to your companies. Can you give me that figure as to your projected return on investment for each of your companies?

Mr. Abercrombie: Well, the return on our investment for NOVA's pipeline facilities in Alberta is a regulated return and is based on our depreciated investment, which is called the "rate base". Our return is fixed at a certain percentage of that rate base.

Senator Guay: What is the percentage?

Mr. Abercrombie: It is 10.55 per cent on rate base, which is our capital asset.

Senator Guay: That is net?

Mr. Abercrombie: That is our total revenue base, yes.

Senator Guay: After income taxes and everything else?

Mr. Abercrombie: Yes.

Senator Guay: That is your net return. Staying with the same witness if I may for a moment, how about your projected rate of return in the eastern area? It is different, I am sure, from that of the Alberta one because the Alberta one was projected some years ago. You are talking projections now for 1981-1991 for the eastern part, taking into consideration the high rate of interest and everything else. I am sure you have taken every aspect of it into consideration. What is your expected return in that area?

Mr. Abercrombie: Our financial plan assumes a rate of return. I am not sure what it is offhand, but the rate is a function of risk.

Senator Guay: I know that.

Mr. Abercrombie: Well, it is financial risk we are worried about.

Senator Guay: Where can you invest money without risk? I would like to know where that is.

Mr. Latimer: The point is well made, though, that a very large part of the capital that goes into any pipeline project is borrowed money—not the equity of investors—and because a great deal of the money that is in Mr. Abercrombie's company was borrowed quite a long time ago, and a great deal of the money that is in TransCanada, was borrowed quite a long time ago at 6½, 7 and 8¼ per cent interest, the embedded cost of the two present pipeline systems will certainly be considerably lower than the capital recovery allowed on the new system. Generally speaking, TransCanada is allowed by the regulator to recover its actual interest costs, whatever they may be. If we were to go out today and borrow the part of this that we could borrow, the best rate we could hope to find would be about 14½ per cent interest.

[Traduction]

normal. Vous incluez le coût de la consommation. Ensuite, vous avez les coûts directs et indirects, etc.

Étant donné vos projections quant à tous ces éléments de 1981 à 1991 inclusivement, la question que je vous pose à tous deux est celle-ci: quel rendement d'investissement prévoyez-vous en ce qui concerne vos sociétés? Vous avez sûrement tenu compte de l'aspect futur de la question. Je parle maintenant de vos propres études au sujet de vos sociétés. Pouvez-vous me donner un chiffre quant au rendement d'investissement prévu pour chacune de vos sociétés?

M. Abercrombie: Le rendement d'investissement des installations de pipe-line NOVA, en Alberta, est un rendement réglementé, fondé sur notre investissement amorti, c'est-à-dire sur la base de taux. Notre rendement est fixé à un certain pourcentage de cette base de taux.

Le sénateur Guay: Quel est le pourcentage?

M. Abercrombie: 10.55 p. 100 de la base de taux, ce qui représente notre avoir en capitaux.

Le sénateur Guay: C'est le pourcentage net?

M. Abercrombie: C'est notre base de revenu total, oui.

Le sénateur Guay: Après impôts sur le revenu, etc.?

M. Abercrombie: Oui.

Le sénateur Guay: C'est votre rendement net. Pour poursuivre un moment avec le même témoin, si vous le permettez, qu'en est-il de votre taux de rendement prévu dans l'Est? Il est différent, j'en suis sûr, de celui de l'Alberta, car les projections relatives à celle-ci ont été faites il y a quelques années. Vous avez maintenant des projections de 1981 à 1991 pour la région de l'Est, qui tiennent compte du taux d'intérêt élevé, etc. Je suis sûr que vous avez tenu compte de tous les aspects en cause. Quel est le rendement prévu dans cette région?

M. Abercrombie: Notre programme financier présume un taux de rendement. Je ne pourrais vous dire ce qu'il est, mais le taux est en fonction du risque.

Le sénateur Guay: Je sais.

M. Abercrombie: C'est un risque financier qui nous préoccupe.

Le sénateur Guay: Où peut-on investir de l'argent sans risque? J'aimerais bien le savoir.

M. Latimer: Mais il est certain qu'une très grande partie des capitaux investis dans un projet de pipe-line sont empruntés. Ce ne sont pas les fonds propres des investisseurs. Et comme une grande partie des fonds dans la société de M. Abercrombie ont été empruntés il y a longtemps, tout comme les fonds dans TransCanada, à 6½, 7 et 8¼ p. 100 d'intérêt, le coût inhérent aux deux systèmes actuels de pipe-line seront certainement beaucoup moindres que celui du nouveau système vu le recouvrement autorisé pour ce dernier. De façon générale, TransCanada est autorisée par le réglementateur à recouvrer ses coûts réels d'intérêt, quels qu'ils soient. Si nous devions emprunter aujourd'hui, le meilleur taux que nous pourrions espérer obtenir serait d'environ 14½ p. 100.

[Text]

Senator Guay: That is probably what you would charge the others on the other end now, even though you have the preferred treatment from the beginning.

Mr. Latimer: No, we are not permitted to do that. I am not saying that we would if we were, but we are not permitted to do that.

Senator Guay: I am still not clear on my question. I feel that I have not got the appropriate answer with regard to your projected returns for the next ten years on each of the companies. You hinted as to Alberta, but I do not think I got the figures with regard to the eastern section, which I asked in Mr. Abercrombie's case, and you, Mr. Latimer, did not speak about any amount at all in your case, as far as the net profit is concerned for the eastern area. I think Mr. Abercrombie did, but I do not think you did.

Mr. Latimer: We have a gentleman here in the room who has not been called as a witness, but he just dropped in to hear the proceedings. Mr. Douloff could very quickly tell us what the assumptions are in terms of debt equity ratios and capital which are submitted to the National Energy Board.

The Chairman: Could we get the witness' name and title?

Mr. Latimer: Yes. His name is Mr. Art Douloff.

Mr. Art Douloff (Manager, Energy Projects, TransCanada PipeLines Limited): I am the manager of energy projects at TransCanada PipeLines. The two sections of the project, the TransCanada and the TQMP system, have slightly different rates of return. TransCanada has been allowed a 15-per-cent return on equity, based on a 70-30 debt equity ratio, by the National Energy Board at our last rate hearing. We have assumed that we are going to continue on at the 70-30 debt equity ratio that has nationally been allowed by the National Energy Board on TransCanada utility business, and we have kept the rate of return on equity at 15 per cent. We have assumed average debt over the 10-year period of 13½ per cent. We do not know what the market is going to be like four years from now; we do not know what it is going to be like four months from now, but we have assumed 13½ per cent on average. On the TQMP side, they have also assumed 13½ per cent on debt on the basis of a 75-25 debt equity ratio, and are assuming a 16½ per cent rate of return on equity.

Senator Guay: In that case, then, you would have a page similar to the appendices in the information that you have now given me. You would have information laid down for every year, the same as you have in regard to the unit cost of service, et cetera?

You would have that.

Would this particular information you are giving us at the moment be available to the Energy Board?

Mr. Latimer: Yes. That is the basis of our filing with the Energy Board.

[Traduction]

Le sénateur Guay: C'est probablement ce que vous imputez aux autres, même si vous avez dès le début un traitement préférentiel.

M. Latimer: Non, nous ne sommes autorisés à le faire. Je ne dis pas que nous ne le ferions pas, mais nous ne sommes pas autorisés à le faire.

Le sénateur Guay: Je ne suis pas satisfait de la réponse donnée à ma question concernant vos rendements prévus pour les dix prochaines années à l'égard de chacune des sociétés. Vous avez parlé de l'Alberta, mais je ne pense pas que M. Abercrombie ait donné de chiffres en ce qui concerne l'Est ni que M. Latimer ait donné quelque chiffre que ce soit en ce qui concerne les bénéfices nets relatifs à l'Est. M. Abercrombie a parlé de bénéfices nets, mais pas vous, monsieur Latimer.

M. Latimer: Nous avons ici quelqu'un qui n'a pas été convoqué comme témoin mais qui vient d'entrer dans la salle pour assister aux délibérations. M. Douloff pourrait peut-être nous donner rapidement les prévisions relatives aux ratios d'endettement et aux capitaux qui sont soumises à l'Office national de l'énergie.

Le président: Pourrions-nous savoir les nom et qualité du témoin?

M. Latimer: Oui. Il s'agit de M. Art Douloff.

M. Art Douloff (directeur, projets d'énergie, TransCanada PipeLines Limited): Je suis le directeur des projets d'énergie à TransCanada PipeLines. Les deux parties du projet, le système TransCanada et le système TQMP, ont des taux de rendement légèrement différents. TransCanada a été autorisée à un rendement d'investissement de 15 p. 100 fondé sur une ratio d'endettement de 70-30 par l'Office national de l'énergie, lors de la dernière révision de nos taux. Nous avons présumé que nous continuerions en fonction de la ratio d'endettement de 70-30 qui a, en principe, été autorisée par l'Office national de l'énergie à l'égard de TransCanada, et nous avons maintenu le taux de rendement à 15 p. 100. Nous avons présumé une dette moyenne de 13½ p. 100 sur la période de 10 ans. Nous ne savons pas ce que le marché sera dans quatre ans; nous ne savons même pas ce qu'il sera dans quatre mois, mais nous avons présumé une moyenne de 13½ p. 100. En ce qui concerne le pipe-line du Québec et des Maritimes, ils ont aussi assumé 13½ p. 100 de la dette avec ratio d'endettement de 75-25 et nous assumons un taux de rentabilité de 16½ p. 100 sur la mise de fonds.

Le sénateur Guay: Dans ce cas alors, il y aurait une page semblable aux annexes de la documentation que vous m'avez remise. Les données seraient réparties pour chaque année, comme pour le coût unitaire des services, etc.?

Vous avez ces renseignements.

Les données précises dont vous nous faites part actuellement sont-elles connues de l'Office de l'énergie?

M. Latimer: Oui. Ce sont les données fournies par nous à l'Office national de l'Énergie.

[Text]

Senator Guay: If that is the case, could you make it available to the committee?

Mr. Latimer: I think it is already in the public record.

Senator Guay: That is what I figured. If the Energy Board has it, no doubt it is public, but I thought perhaps you could make it available to us.

Mr. Latimer: I see no problem with that at all, except that it can be quite voluminous. There is a tremendous quantity of material filed with the Energy Board. I rather doubt that you would want a boxcar load of material on your hands. Perhaps we could find some way of co-ordinating our giving you what you want without dumping on you a tremendous amount of extraneous material.

Mr. Abercrombie: We could also send someone down to explain it to you.

Mr. Latimer: Why do we not look for a way of answering your question without dumping a lot of material on you?

Senator Guay: Well, I appreciate what you have given us thus far. I appreciate that and I thank you for it.

Senator Bielish: Mr. Chairman, I am concerned as a homemaker. Will the ordinary homemaker be able to afford natural gas for heating purposes?

A few years ago in New Brunswick and Nova Scotia many homeowners converted from fuel oil to electrical heating only to find, subsequently, that because of the cost they had to turn off their electricity and buy wood-burning stoves to heat their homes. We are now down to that kind of economic situation for the ordinary homemaker.

It is all very well to suggest converting to natural gas, but in Alberta, for example, we have noticed now that because of the tax people are beginning to scream blue murder because they cannot afford to keep their gas furnaces running. When you start to pay \$200 a month for natural gas, it is a serious problem.

Bearing that in mind, I look at the Cape Breton Island situation and I wonder how many customers you have out there. I think of the many homemakers I have visited over the years in New Brunswick; I recall the nice heating systems they had: "Just turn the thermostat up, if you want it any warmer in your room." I recall wondering where that heat was coming from, because there were no registers in the floors and there were no furnaces. The heating system was installed right in the ceiling, right into the plaster. I said at the time, "My God! We couldn't afford to heat a house in that way in northern Alberta."

Perhaps this would be appropriate for industry, which is one thing, but would it be appropriate for the homemaker, which is quite another thing?

Mr. Abercrombie: Built into the work we have done is the important assumption that, if the gas is not priced properly—and by that I mean that it meets the competition or is below

[Traduction]

Le sénateur Guay: Dans ce cas, pourriez-vous mettre ces renseignements à la disposition du Comité?

M. Latimer: Je crois qu'ils ont déjà été publiés.

Le sénateur Guay: C'est ce que je pensais. Si l'Office de l'Énergie a ces renseignements, il n'y a aucun doute qu'ils sont publics, mais j'ai pensé que, peut-être vous pourriez nous faire parvenir des exemplaires de la documentation.

M. Latimer: Je ne vois aucun problème, sauf que ce sera très volumineux. Il y a une énorme quantité de documents déposée à l'Office de l'Énergie. Je doute que vous vouliez recevoir une telle quantité de documents. Nous pourrions peut-être chercher un moyen de coordonner les données que vous désirez obtenir sans qu'il soit nécessaire de vous encombrer d'une quantité énorme et inutile de documents.

M. Abercrombie: Nous pourrions aussi envoyer quelqu'un vous expliquer ces données.

M. Latimer: Pourquoi n'essayons-nous pas de trouver un moyen de répondre à votre question sans vous encombrer de documents?

Le sénateur Guay: Je vous remercie de ce que vous nous avez déjà remis.

Le sénateur Bielish: Monsieur le président, en tant que propriétaire, je suis inquiet. Le propriétaire ordinaire aura-t-il les moyens de chauffer sa maison au gaz naturel?

Il y a quelques années, au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse, un grand nombre de propriétaires ont converti à l'électricité leur système de chauffage au mazout pour s'apercevoir par la suite que le coût de l'électricité était si élevé qu'ils ont dû acheter des poêles à bois pour chauffer leur maison. Le propriétaire doit maintenant faire face à ce genre de situation économique.

C'est très bien de suggérer la conversion au gaz naturel mais, en Alberta, par exemple, nous observons maintenant qu'à cause des taxes qu'on a imposées, la population commence à protester parce qu'elle ne peut pas se permettre de continuer à utiliser le gaz naturel. Lorsqu'on paie \$200 par mois pour le gaz naturel, le problème est grave.

Compte tenu de ces circonstances, je regarde la situation à l'Île du Cap Breton et je me demande combien de clients vous avez à cet endroit. Je pense au grand nombre de propriétaires que j'ai visités au cours des dernières années au Nouveau-Brunswick; je me souviens des bons systèmes de chauffage d'autrefois: On n'avait qu'à monter le thermostat si on voulait qu'il fasse plus chaud. Je me demandais d'où venait la chaleur, puisqu'il n'y avait aucun radiateur dans le plancher et pas de chaudière. Le chauffage central était installé dans le plafond, dans le plâtre même. Je me disais à ce moment-là: «Nous n'aurions certainement pas les moyens de chauffer une maison de cette façon dans le nord de l'Alberta».

Ceci s'applique peut-être à l'industrie, mais peut-on l'appliquer aux propriétaires, ce qui est tout autre chose?

M. Abercrombie: Dans l'étude que nous avons entreprise, nous avons tenu compte d'une hypothèse importante voulant que si le gaz naturel n'était pas offert à un prix raisonnable—

[Text]

the competition, we will not achieve the penetration rate needed. But in the end it is the choice of the resident whether or not he will convert to natural gas. We think that choice will be obvious, if the product is priced attractively. That is the inherent assumption in all this work.

Inherent in the national energy program is a system of pricing that will put the price of natural gas below that of competitive fuels. In the case of New Brunswick the only fuel we are competing with is furnace oil, because we certainly do not assume that we will be replacing any electrical heating in private homes.

By definition, therefore, the price will be less than you would pay otherwise, even though it will be high. By "high" I mean that it will be considerably higher than people in Canada are paying right now. Our domestic oil and gas are priced at more than 50 per cent below the world price; so there is a shock coming.

Senator Bielish: It may well be below the world price, but can the consumer, the average homemaker, afford it? Considering the tax on that fuel in Alberta now, when the cost has already doubled as it has to consumers, it seems to be coming all in one fell swoop. In some of the smaller communities in the rural areas many people have just gone to the expense of converting their furnaces to gas, and they now feel that they would have been better off with what they had before. That, from the practical point of view, is the standpoint of the homemakers and homeowners and their families.

Mr. Abercrombie: I am familiar with the rural gasification program in Alberta. Are you from Alberta, senator?

Senator Bielish: Yes.

Mr. Abercrombie: I should have known that.

Senator Bielish: And it just hit home to me when my gas bill came in at \$200—and this winter has not been cold.

Mr. Abercrombie: I realize that. Alberta has been much warmer than here, which is not the case very often.

As I said, I am familiar with the rural gasification program. I found it quite interesting. It was a highly subsidized program. As I recall, the government subsidized the financing or the debt of that program to the extent of about 85 per cent. They made it pretty easy for industry. Moreover, the Alberta government insulated the consumers for quite a long period of time by charging them less for gas than they were charging at the Alberta border for export to the rest of Canada.

Clearly, the price of energy, the cost of heating a home, has gone up and it will continue to go up substantially whether people can afford it or not. Suppose there will have to be some tradeoffs. I think it worries us all.

[Traduction]

et par là je veux dire à un prix concurrentiel ou inférieur au prix des autres combustibles—nous ne pourrions atteindre notre objectif. Mais en fin de compte c'est le résident qui a le choix de convertir ou non son appareil de chauffage au gaz naturel. Nous sommes d'avis que si le prix est attrayant, il optera pour le gaz naturel. C'est une hypothèse inhérente à toute cette étude.

Le programme national d'énergie comprend un système d'établissement des prix et vise un taux inférieur aux combustibles concurrentiels du gaz naturel. Dans le cas du Nouveau-Brunswick, le seul combustible auquel nous faisons concurrence est le mazout, parce que nous ne prétendons certainement pas remplacer les systèmes de chauffage à l'électricité des maisons privées.

Donc, par définition, le prix sera inférieur à celui que l'on devra payer pour les autres combustibles, même s'il est élevé. Par «élevé», j'entends qu'il sera considérablement plus élevé que ce que la population du Canada paie actuellement. Le prix du pétrole et du gaz naturel au Canada est au moins de 50 p. 100 inférieur au prix mondial; donc il faut s'attendre à un choc.

Le sénateur Bielish: Le prix est peut-être inférieur au prix mondial, mais le consommateur, le propriétaire moyen, a-t-il les moyens de payer ce prix? Compte tenu de la taxe qui existe actuellement sur le combustible en Alberta, et de ce que le prix a déjà doublé pour les consommateurs, il semble qu'on sera pris à l'improviste. Dans certaines petites collectivités des régions rurales, un grand nombre de personnes viennent juste de faire la dépense de conversion de leur appareil de chauffage au gaz, et ils n'ont pas l'impression que cela leur coûte moins cher qu'avant. Voilà, d'un point de vue pratique, la situation pour les propriétaires et leurs familles.

M. Abercrombie: Je connais bien le programme rural de conversion au gaz en Alberta. Vous venez de l'Alberta, sénateur?

Le sénateur Bielish: Oui.

M. Abercrombie: J'aurais dû le savoir.

Le sénateur Bielish: Et je viens de recevoir une facture de \$200 à la maison et il n'a pas fait froid cet hiver.

M. Abercrombie: Je sais. Il a fait beaucoup plus chaud en Alberta qu'ici ce qui d'ailleurs n'arrive pas très souvent.

Comme je l'ai dit, je connais très bien le programme rural de conversion au gaz. Je le trouve très intéressant. C'est un programme de subventions très élevées. Si je me souviens bien, le gouvernement subventionne le financement ou la dette, dans le cadre de ce programme, jusqu'à environ 85 p. 100. Cela facilite considérablement les choses pour l'industrie. En outre, le gouvernement de l'Alberta a subventionné les consommateurs pour une assez longue période de temps en fixant un prix moins élevé pour le gaz consommé en Alberta que pour le gaz exporté dans le reste du Canada.

Il est clair que le prix de l'énergie, c'est-à-dire le coût du chauffage d'une maison, a augmenté et qu'il continuera d'augmenter considérablement, que la population en ait ou non les

[Text]

Senator Bielish: It worries me, especially when I see you going into an area where, as I have said, they were turning off their electricity because they could not afford it and were converting to wood-burning stoves. Now you are going back to another form of energy that I doubt will be any cheaper in that area where electricity was cheap enough at one time that they felt they could work with it.

Mr. Abercrombie: I once heard a calculation or a forecast that, if everyone in Nova Scotia converted to wood furnaces, all the trees in Nova Scotia would be gone within a matter of a few years.

Senator Guay: Well, there is a lot of coal there, too.

Mr. Abercrombie: I was not trying to be facetious.

Senator Adams: Mr. Chairman, I would like to ask a question concerning the future of natural gas. In the future, pipelines may be carrying gas to the cities from the high Arctic, from the Arctic Islands, but I believe that Petro-Canada is planning to ship LNGs, liquefied natural gas, from the Arctic to Saint John, N.B. and to a location in Quebec. If you start building new pipelines, will that have an effect on the transportation of gas by tankers?

Mr. Latimer: The gas in that project of Petro-Canada's would be sold and exported to the United States. The reason for it being export gas is that it would be highly expensive to bring down and would not at all fit in with the domestic price pattern for gas. It would require the very high price of the export market in order to have economic viability at all.

Having said that it would be export gas, I must say the story becomes immediately a little more complicated, because what would actually happen would be that conventional gas in Alberta would actually be moved into the United States and the liquefied natural gas from the Arctic would be brought into eastern Canada and would be consumed domestically in Canada. So the two volumes of gas would be traded. Fundamentally, however, the LNG project out of the Arctic is an export-oriented project.

Senator Adams: As you were mentioning a while ago, many people who are using oil now are converting to natural gas. Is my understanding correct that the National Energy Board has been subsidizing homeowners to the tune of about \$800 to convert from oil to gas? That is what I heard, but I am not sure if that is true or not. Do we have enough equipment in Canada to supply all of the home owners who wish to change from oil furnaces to gas furnaces, and I am referring to those who live on the east coast or Ontario?

Mr. Latimer: They are the customers of distribution companies, not of companies like TransCanada Pipelines Limited. It is true that where there are a number of people who want to

[Traduction]

moyens. Je suppose qu'il devrait y avoir un certain compromis. Cette question nous préoccupe tous.

Le sénateur Bielish: Cela m'inquiète, particulièrement lorsque je vous vois considérer une région où, comme je l'ai dit, on a abandonné l'électricité parce qu'on en n'avait pas les moyens, et que l'on devait se convertir au chauffage au bois. On va maintenant revenir à une autre source d'énergie qui ne sera guère moins chère dans une région où l'électricité a déjà été suffisamment bon marché pour qu'on s'en serve dans l'industrie.

M. Abercrombie: J'ai déjà entendu dire que si tous les habitants de la Nouvelle-Écosse se remettaient au chauffage au bois, il n'y aurait plus d'arbres dans la région au bout de quelques années.

Le sénateur Guay: Eh bien, il y a aussi beaucoup de charbon dans cette région.

M. Abercrombie: Je ne plaisantais pas.

Le sénateur Adams: Monsieur le président, j'aimerais poser une question au sujet de l'avenir du gaz naturel. Le gaz sera peut-être acheminé vers les villes par pipe-line à partir du grand Nord, des îles arctiques, mais je crois que Pétro-Canada prévoit transporter du gaz naturel liquéfié de l'Arctique à Saint Jean au Nouveau-Brunswick et quelque part au Québec. Si l'on entreprend l'aménagement de nouveaux pipe-lines, cela aurait-il une incidence sur le transport du gaz par méthanières?

M. Latimer: Le gaz dont il est question dans le projet de Pétro-Canada serait vendu et exporté aux États-Unis. La raison pour laquelle on l'exporterait c'est que le coût du transport serait très élevé et que les prix ne cadreraient pas avec la politique des prix du gaz canadien. Pour que le projet soit économiquement viable, le prix du gaz doit être établi selon les prix du marché d'exportation.

Dès qu'il s'agit de gaz destiné à l'exportation, les choses se compliquent. Car, ce qui va se produire, en fait, c'est que le gaz conventionnel de l'Alberta sera acheminé vers les États-Unis et le gaz naturel liquéfié de l'Arctique sera transporté dans l'Est canadien et consommé au Canada. Or les deux sources de gaz seront échangées. Essentiellement, toutefois, le projet de gaz naturel liquéfié de l'Arctique vise l'exportation.

Le sénateur Adams: Comme vous le disiez tout à l'heure, bien des personnes qui se chauffaient au mazout convertissent leur système au gaz naturel. Ai-je raison de croire que l'Office national de l'énergie accorde une subvention de l'ordre de \$800 aux propriétaires pour passer du mazout au gaz? C'est ce que j'ai entendu dire, mais je ne sais pas si c'est vrai ou non. Disposons-nous du matériel nécessaire en quantité suffisante au Canada pour que tous les propriétaires qui le désirent puissent remplacer leur chaudière à mazout par des chaudières à gaz, et je fais allusion aux habitants de la côte Est ou de l'Ontario?

M. Latimer: Ce sont des clients des sociétés de distribution, et non des sociétés comme la TransCanada Pipelines Limited. Il est vrai que dans une région où un certain nombre de

[Text]

convert their furnaces to gas in an area where gas is available there is, generally, a waiting period before they can be converted. There is a great rush to convert and a fairly constant backlog of people waiting to be converted.

As far as I know, the backlog is not growing and it is primarily a matter of being able to get furnaces and components, and the supply of those is increasing year by year.

The Chairman: Do we have the capacity to undertake this total conversion in the Maritimes if there are waiting lists now in areas you are supplying?

Mr. Latimer: The total quantity of conversions is not staggeringly large. I do not know how many annual conversions there are, but the ability to cope with it is increasing year by year.

Industries react and grow with growing markets. There is no doubt the gas appliance industry and the distributor's ability to service people to convert is growing at a rapid pace each year. Of course, there are new distribution companies forming with their own staffs and their own sources of parts and furnaces.

Mr. Abercrombie: The job of converting an oil furnace to a gas furnace is not very difficult.

Mr. Latimer: It depends on the age and make of the furnace and many other factors.

Mr. Abercrombie: However, to convert from electricity to natural gas is another matter. You do not have ducts in a home designed for electric heat.

Senator Adams: You would have to worry about things such as the fire box.

Mr. Abercrombie: Yes. We are assuming a very high degree of penetration, but it will build up over a period of, say, ten years.

Senator Adams: Is the \$800 government grant sufficient? That may be a high enough figure for those living in the south, but I am concerned about those living in the Northwest Territories.

Mr. Latimer: The conversions in the Ontario and Quebec markets were taking place without the \$800 subsidy. It may not be sufficient in every case but it seems to me to be a very significant stimulation to convert compared to the rate of conversions that were taking place when nothing at all was being offered.

The Chairman: With regard to the conversions, what happens to the refining capacity in Montreal and the maritimes with this massive turnover to gas? This must represent a very substantial market for these refineries.

Mr. Abercrombie: We calculated that and filed the information with the National Energy Board. This was a concern expressed by the refineries in the initial application hearing. They thought that this would eat into their markets and

[Traduction]

personnes désirent passer au système de chauffage au gaz dans une région où le gaz existe, il peut y avoir généralement une période d'attente. Il existe une forte demande pour la conversion au gaz et il y a un arriéré de travail assez constant.

En autant que je sache, cet arriéré de travail ne s'accroît pas, il tient principalement à l'approvisionnement en appareils de chauffage et en éléments, et les approvisionnements augmentent chaque année.

Le président: Avons-nous les moyens de procéder à la conversion totale au chauffage au gaz dans les Maritimes s'il existe déjà des listes d'attente dans les régions que vous desservez présentement?

M. Latimer: Le nombre de conversions au total n'est pas énorme. Je ne sais pas combien il y a de cas de conversions au gaz annuellement, mais la capacité de faire face à la demande augmente chaque année.

Les industries suivent l'évolution des marchés. Il ne fait aucun doute que l'industrie des appareils de chauffage au gaz et la capacité des distributeurs de faire face à la demande des gens qui veulent convertir leur système au gaz augmentent à un rythme accéléré chaque année. Il y a évidemment des compagnies de distribution nouvelles qui se forment, dotées de leurs propres effectifs et de leurs propres sources de pièces et de chaudières.

M. Abercrombie: Le processus de conversion d'une chaudière à mazout à une chaudière au gaz n'est pas très difficile.

M. Latimer: Cela dépend de l'âge et de la sorte de chaudière, ainsi que de bien d'autres facteurs.

M. Abercrombie: Cependant, pour passer de l'électricité au gaz naturel, c'est une autre question. Il n'y a pas de conduites dans les maisons conçues pour le chauffage électrique.

Le sénateur Adams: Il faut s'occuper de choses comme la chambre de combustion.

M. Abercrombie: C'est exact. La pénétration du gaz sur le marché est très élevée, mais elle continuera à s'accroître sur une période d'environ 10 ans.

Le sénateur Adams: La subvention gouvernementale de \$800 est-elle suffisante? Elle l'est peut-être pour les habitants du sud, mais je m'inquiète un peu de ceux qui habitent dans les Territoires du Nord-Ouest.

M. Latimer: Les conversions en Ontario et au Québec ont été effectuées sans la subvention de \$800. Celle-ci peut ne pas être suffisante dans tous les cas, mais elle semblerait être une incitation très forte, si l'on compare les taux de conversion au gaz avant et après l'entrée en vigueur de la subvention.

Le président: Au sujet de la conversion au gaz, qu'advient-il de la capacité de raffinage à Montréal et dans les Maritimes?

M. Abercrombie: Nous avons fait des calculs et avons communiqué l'information à l'Office national de l'énergie. C'est une question qu'avaient soulevée les raffineries lors des premières audiences sur l'application du programme. Les raffi-

[Text]

adversely affect the refinery operation, and it is true. In the case of Québec, as I recall it, the refineries were operating at about 75 or 70 per cent of their capacity a couple of years ago. They would expect to rise to 100 per cent of capacity in the period 1980 to the year 2000.

The construction of this pipeline and the replacement of oil by gas will not permit any growth to the refineries, it will level off their output. Of course the refineries are all based on offshore oil and that is the major problem.

The other problem with refineries is the question of heavy oil. It is a drug on the market and is hard to get rid of other than by burning in large boilers. The solution that the government is seeking is one of causing these refineries to upgrade by installing what we call large cracking units where they break this Bunker "C" to lighter products. There is a definite effect on the refiners.

The Chairman: What does the refiner do with home oil now? He still has to crack a number of barrels of oil so he is going to have fuel oil on his hands. He has to crack the same number of barrels of oil to produce gasoline which will be required in these areas.

Mr. Abercrombie: We have determined the effect on the stove oil market and on the gasoline market and, as I recall, the only real problem is the one mentioned, namely, the Bunker C problem. I do not recall a serious problem in terms of where the markets were for stove oil. However, this is something I cannot answer specifically.

Senator Thériault: I want to ask a question based on your map since there is a controversy in New Brunswick. I presume that the location of your route is because you are hoping to tap that line for export. If that is not the case, then an argument could be made that the main line should be in another location. Listening to what you have said today I assume that the reason for this route of the main line is because you want to tap it for export.

Mr. Abercrombie: When you design a pipeline you design it around your load centres. You want to build the pipeline in the shortest possible distance between load centres. The north shore of New Brunswick is not a very large load centre. If I recall correctly there is evidence which heavily supports the location of that large black line which we have shown on this map, which is the main gas transmission line. It really has nothing to do with exports at all.

Senator Thériault: I have been receiving correspondence every day on this very subject and I was about to answer that correspondence by saying the probable main reason for that route was because the line would be easier to tap.

Mr. Latimer: Perhaps a considerable part of the concern for the north shore is the thought that the customer up there will have to pay for the cost of that lateral branch, whereas if he

[Traduction]

neries croyaient que cela allait amputer leurs marchés et exercer un effet néfaste sur leurs opérations, et c'est vrai. Dans le cas du Québec, si je me souviens bien, les raffineries fonctionnaient à environ 75 p. 100 ou 70 p. 100 de leur capacité il y a quelques années. Elles s'attendaient à ce que leur exploitation passe à 100 p. 100 de leur capacité entre 1980 et l'an 2000.

L'aménagement de ce pipe-line et le remplacement du pétrole par le gaz ne permettra aucune croissance dans les raffineries, leur production plafonnera. Les raffineries comptent évidemment toutes sur le pétrole offshore et c'est là le grand problème.

L'autre problème, c'est le pétrole lourd. C'est un fléau sur le marché et il est difficile de s'en débarrasser autrement qu'en le brûlant dans d'énormes chaudières. La solution que le gouvernement tente d'appliquer c'est de faire en sorte que les raffineries améliorent leurs installations en y aménageant de grosses unités de craquage permettant de raffiner le fuel lourd de type C en un produit plus léger. Cela a une incidence très nette sur les raffineurs.

Le président: Qu'est-ce que le raffineur fait du mazout domestique? Il doit toujours en raffiner un certain nombre de barils, ce qui lui donne du fuel oil. Il lui faut raffiner le même nombre de barils de pétrole pour produire l'essence dont on aura besoin dans ces régions.

M. Abercrombie: Nous avons déterminé les répercussions sur le marché du mazout de chauffage et sur le marché de l'essence et, si je me souviens bien, le seul problème véritable est celui que j'ai mentionné, notamment le problème du fuel lourd de type C. Je ne me rappelle d'aucun problème grave en ce qui concerne l'emplacement des marchés pour le mazout de chauffage. Cependant, c'est une chose à laquelle il m'est impossible de répondre précisément.

Le sénateur Thériault: J'aimerais poser une question en ce qui concerne votre carte, puisqu'il y a controverse au sujet du Nouveau-Brunswick. Je suppose que votre tracé est fonction du marché d'exportation. Si tel n'est pas le cas, on pourrait dire que la canalisation principale pourrait être ailleurs. Compte tenu de ce que vous avez dit aujourd'hui, le tracé de votre canalisation principale est effectivement établi en fonction du marché d'exportation.

M. Abercrombie: Quand vous concevez un pipe-line, il faut penser à l'aménager autour des centres de charges. Il faut que le pipe-line s'étende sur la plus brève distance possible entre les centres de charge. La côte Nord du Nouveau-Brunswick n'est pas un centre très grand. Si je me souviens bien, le tracé principal de la canalisation qui est indiqué en noir gras sur la carte, a obtenu d'importants appuis dans les témoignages. Le tracé n'a rien à avoir avec le marché d'exportation.

Le sénateur Thériault: Je reçois de la correspondance tous les jours à ce sujet et je m'apprêtais à y répondre en disant que la raison principale de ce tracé était probablement parce qu'il permettait des raccordements plus faciles.

M. Latimer: Il se peut qu'on se préoccupe beaucoup sur la côte Nord du fait que le client dans cette région devra défrayer les coûts pour la construction de cet embranchement latéral,

[Text]

were on the main line he would get a better price. I believe a full understanding of the national energy policy would clear up that problem because that is also part of the main line and the gas will be sold off it at that same eastern zone price. He will not have to pay a penalty.

Senator Thériault: I think you are unestimating the intelligence of the people in that area. I believe they do understand it.

Mr. Latimer: The energy policy itself is a pretty complicated document.

Senator Thériault: Looking at your program, can I ask then if there would be a distribution of gas in New Brunswick before Nova Scotia?

Mr. Abercrombie: It will be in the same timeframe.

Senator Thériault: Not from your construction program.

Mr. Abercrombie: I mean within 12 or 14 months.

Senator Thériault: My next question relates to Senator Yuzyk's previous question and it concerns financing. Will there be Canadian financing for this pipeline or do we have to go outside of Canada for financing?

Mr. Latimer: I think almost certainly we will have to raise a substantial part of the total financing in the United States.

Senator Thériault: Another thing that bothers me a little is when you people—not the distributors—build your line you are looking for expropriation rights.

Mr. Abercrombie: A Certificate of Public Convenience and Necessity. It gives certain rights with respect to land along the route.

Senator Thériault: I just lived through a mass government expropriation in New Brunswick and what bothers me is that even public servants seems to treat everyone equally. What is your policy?

Mr. Abercrombie: Although we have that right in the final instance, in practice what we do is sit down with the landowner to try to work out an arrangement.

In the case of Alberta, up until recently 95 per cent of all rights-of-way were acquired without the need for arbitration proceedings.

Senator Thériault: In Alberta the end result was that one person got \$10 and another person got \$20 for the same kind of land simply because he was stronger and could bargain.

Mr. Abercrombie: We really tried to avoid that.

Senator Thériault: I hope that this will not happen again in New Brunswick, because if it does, I will be right on top of you.

[Traduction]

que celui qui se trouve près de la canalisation principale payera moins cher. Je pense que si l'on comprenait bien la politique nationale de l'énergie, on verrait que l'embranchement fait également partie de la canalisation principale et que le gaz sera vendu au même prix que celui de la zone de l'Est. Il n'y aura pas de supplément à payer.

Le sénateur Thériault: Je pense que vous sous-estimez l'intelligence de la population de la Côte Nord. Je crois qu'ils sont au fait de la situation.

M. Latimer: La politique de l'énergie en soi est un document très compliqué.

Le sénateur Thériault: Au sujet de votre programme, puis-je vous demander si la distribution de gaz aura lieu en Nouvelle-Écosse avant d'avoir lieu au Nouveau-Brunswick?

M. Abercrombie: Cela se fera vers la même période.

Le sénateur Thériault: Pas d'après votre programme de construction.

M. Abercrombie: Je veux dire d'ici 12 ou 14 mois.

Le sénateur Thériault: Ma question suivante se rapporte à la question précédente du sénateur Yuzyk et elle a trait au financement. Le financement pour ce pipe-line proviendra-t-il du Canada ou devons-nous avoir recours à du financement de l'étranger?

M. Latimer: Je suis presque certain que nous devons avoir recours aux États-Unis pour une partie considérable du financement total.

Le sénateur Thériault: Un autre point qui m'ennuie un peu c'est que lorsque vous—non pas les distributeurs—construisez votre canalisation, vous essayez d'obtenir des droits d'expropriation.

M. Abercrombie: Nous avons besoin d'un certificat de commodité et nécessité publiques. Ce certificat nous accorde certains droits au sujet des terrains qui se trouvent sur la voie du pipe-line.

Le sénateur Thériault: Je viens d'assister à des expropriations massives du gouvernement au Nouveau-Brunswick et ce qui me tracasse c'est que même les fonctionnaires semblent traiter tout le monde également. Quelles est votre politique?

M. Abercrombie: Bien qu'en dernier ressort nous ayons ce droit, en pratique, ce que nous faisons c'est de discuter avec le propriétaire et d'essayer d'en arriver à un accord.

Dans le cas de l'Alberta, jusqu'à récemment, 95 p. 100 de tous les droits de passage ont été acquis sans qu'il ait été nécessaire de recourir à l'arbitrage.

Le sénateur Thériault: En Alberta, le résultat final a été qu'un propriétaire a obtenu \$10 et un autre \$20 pour le même genre de terrain simplement parce que l'un s'est montré plus tenace et a su comment négocier.

M. Abercrombie: Nous essayons vraiment d'éviter cela.

Le sénateur Thériault: J'espère que cela ne se produira pas de nouveau au Nouveau-Brunswick, parce que vous aurez de mes nouvelles.

[Text]

Mr. Abercrombie: Come and see me. You cannot build a pipeline in an area where there is opposition from the landowners.

Senator Thériault: Mr. Chairman, I had a lot to say this morning as a new member of this committee, but because of the questions posed by Senator Bielish and others, I should like to have an opportunity to question some of the distribution companies.

Mr. Abercrombie: Mr. Chairman, I wonder if I could elaborate briefly on the last answer. Mr. Latimer quite correctly pointed out that we pay not only for land, but damages. Different people suffer different types of damages, and that varies from landowner to landowner.

Senator Thériault: My experience, I must say, is that people who suffered the same consequences were treated differently. I am not talking about your company.

Mr. Abercrombie: I am sure that can happen.

The Chairman: Mr. Abercrombie, I was disturbed over the Christmas to read a statement given by your president and chief executive officer, Mr. Blair, a propos the National Energy Program, wherein he stated that the program was, in fact, acting as a restraint or deterrent to projects. He named Enhanced Recovery Projects and the TransQuébec and Maritimes Pipeline.

I wonder if you could enlarge on what he meant with respect to the program acting as a restraint to this project in particular.

Mr. Abercrombie: I think he was expressing, on behalf of the company, a concern over the confrontation taking place between the federal government and the provincial governments. He believes that will have an adverse impact on major projects.

The projects which I believe he had in mind were some of these tertiary development projects in the west. Another project which is near and dear to his heart is the upgrading in Alberta and Saskatchewan of heavy oil in the Lloydminster reserves. It was an expression of concerns.

In the case of the Trans Québec & Maritimes Pipeline, I believe he referred to the large press coverage of a speech made by Mr. Minion, wherein he was critical of the economics of the Trans Québec & Maritimes Pipeline.

Mr. Minion is the chairman of one of our Alberta agencies.

It was an expression of general concern over the direction this confrontation is taking and its impact on major projects in which we are involved. It was not directed specifically to Trans Québec & Maritimes Pipeline.

The Chairman: One final question. With respect to exports through New Brunswick, there is one application before the National Energy Board now by Pan Alberta. Is that the only application for export through New Brunswick? The other three applications that TransCanada recently concluded, are they through the Q & M line?

[Traduction]

M. Abercrombie: Vous viendrez me voir. Il est impossible de construire un pipe-line dans un district où il y a de l'opposition de la part des propriétaires de terrains.

Le sénateur Thériault: Monsieur le président, j'ai beaucoup parlé ce matin en tant que nouveau membre de ce comité, mais par suite des questions posées par le sénateur Bielish et autres, j'aimerais pouvoir interroger certains représentants des sociétés de distribution.

M. Abercrombie: Monsieur le président, je voudrais ajouter quelques détails à la dernière réponse. M. Latimer a souligné avec raison que nous payons non seulement pour les terrains mais aussi pour les dommages. Certaines personnes subissent des genres de dommages différents et cela varie d'un propriétaire de terrain à l'autre.

Le sénateur Thériault: D'après mon expérience, je dois dire, des gens qui ont souffert des mêmes inconvénients ont été traités différemment. Je ne parle pas de votre société.

M. Abercrombie: Je suis certain que cela peut arriver.

Le président: Monsieur Abercrombie, j'ai lu avec surprise durant la période de Noël une déclaration de votre président et directeur exécutif, M. Blair, au sujet du Programme national d'énergie, où il déclarait que le programme agissait, en réalité, de façon restrictive ou préventive sur des projets. Il a nommé les projets de récupération assisté du pétrole et la TransQuébec & Maritimes Pipeline.

Je me demande si vous pourriez expliquer ce qu'il a voulu dire en déclarant que le programme agit de façon restrictive sur ce projet en particulier.

M. Abercrombie: Je pense qu'il exprimait au nom de la société une préoccupation sur l'affrontement qui a lieu entre le gouvernement fédéral et les gouvernements provinciaux. Il est d'avis que cette situation aura des répercussions adverses sur les principaux projets.

Je pense qu'il faisait allusion à certains projets de récupération tertiaire dans l'Ouest. Un autre projet qui lui tient à cœur est la valorisation en Alberta et en Saskatchewan du pétrole lourd dans les réserves de Lloydminster.

En ce qui concerne la Trans Québec & Maritime Pipeline, je pense qu'il faisait allusion aux nombreux commentaires de la presse à la suite d'un discours de M. Minion, dans lequel il avait critiqué la politique économique de cette société.

M. Minion est président de l'une de nos filiales en Alberta.

C'était une expression de préoccupation générale au sujet de la direction que prend cet affrontement et de ses répercussions sur les projets importants auxquels nous participons. Ces commentaires ne visaient pas spécifiquement la Trans Québec & Maritimes Pipeline.

Le président: Une dernière question: en ce qui concerne les exportations passant par le Nouveau-Brunswick, l'Office national de l'énergie est saisi, en ce moment, d'une demande présentée par la Pan Alberta. Est-ce la seule demande d'exportation par le Nouveau-Brunswick? Les trois autres demandes que la TransCanada a récemment conclues, utilisent-elles la ligne Q & M?

[Text]

Mr. Latimer: No, those are all through the Niagara frontier.

The Chairman: In other words, all TransCanada's applications for export—the three applications—are not through the Q & M line?

Mr. Latimer: That is right.

The Chairman: And the Pan Alberta?

Mr. Abercrombie: There is no application presently before the National Energy Board for an export licence through the New Brunswick facilities.

Senator Thériault: There is no application?

Mr. Abercrombie: There is no application before the National Energy Board now.

The Chairman: But there is an agreement?

Mr. Abercrombie: There are agreements between buyers in the United States and Pan Alberta which would anticipate an application.

Senator Thériault: Are you being technical when you say "there is no application before the National Energy Board now"?

Mr. Abercrombie: One is anticipated. I am being technical.

Senator Bielish: Mr. Chairman, I have to go back to the domestic situation. I have to challenge Mr. Abercrombie's statement regarding furnaces, because I have gone through the procedure of putting in a new oil furnace because little change was supposed to have been necessary. Two years later we had to throw it out and put in a gas furnace. I do not want Senator Adams to think that his furnace is fine. A new chimney lining is required to convert to natural gas, so you end up looking at \$2,000.

Mr. Abercrombie: I think I dealt lightly with that response. In new houses there is no problem.

Senator Bielish: Those are the kinds of things that irritate people.

Mr. Abercrombie: I do not think that program provided for the cost of converting at the burner tip. It provided, I think, cheap financing for the system coming into the home. I think that is where it ended, if I recall. I am sorry if I misled this committee.

Senator Bielish: I am aware of that fact and do not want the wrong information to go forward.

The Chairman: Mr. Abercrombie will appear before us again with reference to the Arctic Gas Project at a subsequent meeting in February. In the meantime, I thank both of you for your presentation today. It has been informative and helpful.

The committee adjourned.

[Traduction]

M. Latimer: Non, elles utilisent toutes la frontière près de Niagara.

Le président: En d'autres termes, toutes les demandes d'exportation de TransCanada—les trois demandes—ne sont pas par la ligne Q & M?

M. Latimer: C'est bien cela.

Le président: Et Pan Alberta?

M. Abercrombie: Il n'y a pas de demande actuellement à l'étude par l'Office national de l'énergie de permis d'exportation par le Nouveau-Brunswick.

Le sénateur Thériault: Il n'y a pas de demande?

M. Abercrombie: Il n'y a pas de demande maintenant devant l'Office national de l'énergie.

Le président: Mais y a-t-il un accord?

M. Abercrombie: Des accords existent entre des acheteurs aux États-Unis et la Pan Alberta dans l'attente d'une demande.

Le sénateur Thériault: Lorsque vous dites qu'il n'y a «pas de demande actuellement à l'étude par l'Office national de l'énergie», voulez-vous dire sur le plan technique?

M. Abercrombie: On prévoit une demande. Je parle techniquement.

Le sénateur Bielish: Monsieur le président, je dois me reporter à la situation sur le plan national. Je suis obligé de contester la déclaration de M. Abercrombie au sujet des chaudières: j'ai entrepris l'installation d'une nouvelle chaudière à mazout parce que seuls de petits changements étaient censés nécessaires. Deux ans plus tard, nous avons dû nous débarrasser de cette chaudière et installer une chaudière au gaz. Je ne voudrais pas que le sénateur Adams pense que sa chaudière est une bonne solution. Un nouveau revêtement de cheminée est nécessaire pour la conversion au gaz naturel de sorte qu'il faut dépenser environ \$2,000.

M. Abercrombie: Je pense avoir déjà parlé brièvement de cette question. Dans le cas des nouvelles maisons, il n'y a aucun problème.

Le sénateur Bielish: C'est le genre de choses qui irritent les gens.

M. Abercrombie: Je ne pense pas que ce programme couvrirait les frais de conversion depuis l'extrémité du brûleur. Il prévoyait, je pense, un financement peu coûteux pour l'introduction du système dans la maison. Je pense que c'est tout ce qu'on en pouvait espérer, si je me souviens bien. Je m'excuse si j'ai induit en erreur les membres du comité.

Le sénateur Bielish: Je suis au courant de ce fait et je ne veux pas que des informations erronées se répandent.

Le président: M. Abercrombie comparaitra de nouveau au sujet du projet de l'Arctic Gas lors d'une réunion ultérieure en février. D'ici là, je vous remercie tous les deux de vos témoignages d'aujourd'hui. Ils nous ont renseignés utilement.

La séance est levée.



If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Printing Office,
Supply and Services Canada,
45 Sacré-Coeur Boulevard,
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7

En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à
Imprimerie du gouvernement canadien,
Approvisionnement et Services Canada,
45, boulevard Sacré-Coeur,
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7

WITNESSES—TÉMOINS

Mr. Robin Abercrombie, Senior Vice-President, NOVA, An Alberta Corporation;

Mr. Radcliffe R. Latimer, President, TransCanada Pipeline Limited;

Mr. E. Allan Ballantyne, Executive Vice President, Trans Quebec & Maritimes Pipeline Inc.;

Mr. Art Douloff, Manager, Energy Projects, TransCanada Pipelines Ltd.

M. Robin Abercrombie, premier vice-président, NOVA, An Alberta Corporation;

M. Radcliffe R. Latimer, président, TransCanada Pipelines Limited;

M. E. Allan Ballantyne, vice président exécutif, Trans Quebec & Maritimes Pipeline Inc.;

M. A. Douloff, directeur, Projets énergétiques, TransCanada Pipelines Ltd.



First Session
Thirty-second Parliament, 1980-81

SENATE OF CANADA

*Proceedings of the Special
Committee of the Senate on the*

Northern Pipeline

Chairman:
The Honourable EARL A. HASTINGS

Tuesday, January 20, 1981

Issue No. 10

Seventh Proceedings on:
Enhanced Recovery of Oil and
Natural Gas

WITNESSES:

(See back cover)

DEPOSITORY LIBRARY MATERIAL

Première session de la
trente-deuxième législature, 1980-81

SÉNAT DU CANADA

*Délibérations du comité
spécial du Sénat sur le*

Pipe-line du Nord

Président:
L'honorable EARL A. HASTINGS

Le mardi 20 janvier 1981

Fascicule n° 10

Septième fascicule concernant:
La récupération améliorée du
pétrole et du gaz naturel

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)

SPECIAL COMMITTEE OF THE SENATE
ON THE NORTHERN PIPELINE

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*
The Honourable Paul Lucier, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

| | |
|----------|------------|
| Adams | Molgat |
| Austin | Nurgitz |
| Balfour | Perrault |
| Bielish | Riley |
| Cottreau | Rowe |
| Doody | Sherwood |
| Guay | Thériault |
| Hastings | Tremblay |
| Hays | Williams |
| Langlois | Yuzyk—(21) |
| Lucier | |

(Quorum 5)

COMITÉ SPÉCIAL DU SÉNAT SUR
LE PIPE-LINE DU NORD

Président: L'honorable Earl A. Hastings
Vice-président: L'honorable Paul Lucier

Les honorables sénateurs:

| | |
|----------|------------|
| Adams | Molgat |
| Austin | Nurgitz |
| Balfour | Perrault |
| Bielish | Riley |
| Cottreau | Rowe |
| Doody | Sherwood |
| Guay | Thériault |
| Hastings | Tremblay |
| Hays | Williams |
| Langlois | Yuzyk—(21) |
| Lucier | |

(Quorum 5)

ORDER OF REFERENCE

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate, Thursday, July 10, 1980:

"The Honourable Senator Frith moved, seconded by the Honourable Senator Petten:

That a special committee of the Senate be appointed

(1) to inquire into any matter relating to the planning and construction of the pipeline for the transmission of natural gas from Alaska and Northern Canada described in *An Act to establish the Northern Pipeline Agency, to facilitate the planning and construction of a pipeline for the transmission of natural gas from Alaska and Northern Canada and to give effect to an Agreement between Canada and the United States of America on principles applicable to such a pipeline and to amend certain Acts in relation thereto*, Chapter 20, Statutes of Canada 1977-78,

(2) to consider, in particular, all reports, orders, agreements, regulations, directions, recommendations and approvals referred to in the said Act, and

(3) to report to the Senate thereon at least once in each session of Parliament during the period of the planning and construction of the pipeline;

That the papers and evidence received and taken on the subject in the three preceding sessions be referred to the Committee;

That the Committee be authorized to examine and report upon the enhanced recovery technology of petroleum and natural gas and matters related thereto;

That, if there is a motion to that effect, bills, messages, petitions, inquiries, papers and other matters relating to petroleum and natural gas generally, including

- (i) petroleum and natural gas transmission,
- (ii) petroleum and natural gas administration, and
- (iii) the exploration, production and conservation of petroleum and natural gas,

shall be referred to the Committee; and

That the Committee have power to send for persons, papers and records, to examine witnesses, to print such papers and evidence from day to day as may be ordered by the Committee and to adjourn from place to place in Canada.

After debate, and—

The question being put on the motion, it was—
Resolved in the affirmative."

ORDRE DE RENVOI

Extrait des Procès-verbaux du Sénat, le jeudi 10 juillet 1980:

«L'honorable sénateur Frith propose, appuyé par l'honorable sénateur Petten,

Qu'un comité spécial du Sénat soit constitué

(1) pour enquêter sur toute question relative à la planification et à la construction d'un pipe-line servant au transport du gaz naturel de l'Alaska et du Nord canadien, décrit dans la *Loi créant l'Administration du pipe-line du Nord* visant à faciliter la planification et la construction d'un pipe-line servant au transport du gaz naturel de l'Alaska et du Nord canadien, donnant effet à l'Accord entre le Canada et les États-Unis d'Amérique sur les principes applicables à ce pipe-line et modifiant certaines lois en conséquence, chapitre 20, Statuts du Canada, 1977-78;

(2) pour étudier, en particulier, tous les rapports, décrets, accords, règlements, instructions, recommandations et autorisations se rapportant à ladite loi; et

(3) pour en faire rapport au Sénat au moins une fois pendant chaque session au cours de la période de planification de construction du pipe-line;

Que les témoignages entendus et les documents recueillis à ce sujet au cours des trois sessions précédentes soient déférés au comité;

Que le comité soit autorisé à étudier les techniques améliorées de récupération du pétrole et du gaz naturel et les sujets connexes et à faire rapport à ce sujet;

Que lui soient déférés, s'il y a une motion à cet effet, les projets de loi, messages, pétitions, demandes de renseignements, documents et autres questions concernant le pétrole et le gaz naturel en général, notamment

- (i) la transmission du pétrole et du gaz naturel;
- (ii) l'administration du pétrole et du gaz naturel; et
- (iii) l'exploration, la production et la conservation du pétrole et du gaz naturel; et

Que le comité soit autorisé à convoquer des personnes, à exiger la production de documents et de dossiers, à interroger des témoins et à faire imprimer au jour le jour les documents et les témoignages que le comité pourra requérir, et à se réunir à divers endroits au Canada.

Après débat,

La motion, mise aux voix, est adoptée.»

Le greffier du Sénat

Robert Fortier

Clerk of the Senate

MINUTES OF PROCEEDINGS

TUESDAY, JANUARY 20, 1981
(14)

The Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline met this day at 4:00 p.m., the Chairman, the Honourable Earl A. Hastings presiding.

Present: The Honourable Senators Balfour, Côtteau, Doody, Guay, Hastings, Nurgitz, Riley, Rowe, Thériault and Yuzyk. (10)

In attendance: Daniel Amireault, Administrative Assistant to the Committee. *From the Research Branch, Library of Parliament:* Sonya Dakers.

Witnesses:

From the Department of Energy, Mines and Resources:

Mr. G. W. Tough, Director-General, Energy Strategy;

Dr. James P. Hea, Director-General, Petroleum Resources;

Mr. Max Feldman, Policy Analyst, Petroleum Resources;

Mr. Thomas A. Hamp, Petroleum Resources Scientist, Petroleum Resources.

The Committee, in compliance with its Order of Reference dated July 10, 1980, continued its study of Enhanced Recovery of Oil and Natural Gas.

The Chairman introduced the witnesses.

Mr. Tough made an opening statement.

Dr. Hea made a presentation.

The witnesses answered questions put to them by members of the Committee.

At 5:55 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

ATTEST:

PROCÈS-VERBAL

LE MARDI 20 JANVIER 1981
(14)

Le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord se réunit aujourd'hui à 16 heures sous la présidence de l'honorable Earl A. Hastings (président).

Présents: Les honorables sénateurs Balfour, Côtteau, Doody, Guay, Hastings, Nurgitz, Riley, Rowe, Thériault et Yuzyk. (10)

Aussi présents: Daniel Amireault, adjoint administratif du Comité. *Du Service de recherches de la Bibliothèque du Parlement:* Sonya Dakers.

Témoins:

Du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:

M. G. W. Tough, Directeur général, Division de la stratégie de l'énergie;

M. James P. Hea, directeur général, Ressources pétrolières;

M. Max Feldman, analyste de la politique, Ressources pétrolières;

M. Thomas A. Hamp, chercheur de ressources pétrolières, Ressources pétrolières.

Le Comité, conformément à son Ordre de renvoi du 10 juillet 1980, poursuit son étude de la récupération améliorée du pétrole et du gaz naturel.

Le président présente les témoins.

M. Tough fait une déclaration préliminaire.

M. Hea fait une présentation.

Les témoins répondent aux questions qui leur sont posées par les membres du Comité.

A 17 h 55, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

ATTESTÉ:

Le greffier du Comité

Aline Pritchard

Clerk of the Committee

EVIDENCE

Ottawa, Tuesday, January 20, 1981

[Text]

The Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline met this day at 4 p.m. to give consideration to the Order of Reference (Enhanced Recovery of Oil and Natural Gas).

Senator Earl A. Hastings (*Chairman*) in the Chair.

The Chairman: Honourable senators, I call the meeting to order. We continue today our examination of enhanced recovery of petroleum in Canada.

Our witnesses are from the Department of Energy, Mines and Resources. Mr. G. W. Tough is the Director-General, Energy Strategy. Accompanying Mr. Tough are Dr. James P. Hea, Director-General, Petroleum Resources and Mr. Max Feldman, Policy Analyst with the Petroleum Division of the Department of Energy, Mines and Resources.

Mr. Tough, on my immediate right, was born at Charlotte, North Carolina. In 1964, he graduated with Honours in Geography from the University of Western Ontario and was awarded the Board of Governors' Gold Medal. For the following two years he taught secondary school in eastern Ontario. He received an M.A. in geography from the University of Calgary in 1968.

Mr. Tough joined the department's Mineral Resources Division in 1968 where he remained until 1970 when he joined the Department of Finance. He was seconded to the Ford Foundation in 1973, serving for two years as mineral policy adviser to the Government of Botswana. Upon his return he became assistance director, resource programs, in the Department of Finance. Mr. Tough was appointed director-general, energy strategy, energy and demand analysis in early 1979.

Seated next to Mr. Tough is Dr. James P. Hea who was born in Buffalo, New York. His primary and secondary education was in France and England. He is a graduate of Harvard University with a B.A. in geological sciences in 1953, and the Pennsylvania State University with a Ph.D. in geology in 1964.

Between 1955 and 1960, Dr. Hea worked for Standard Oil Company of California in Venezuela and between 1964 and 1970 for Oasis Oil Company of Libya. From 1970 to 1973, Dr. Hea was chief geologist for SOQUIP in Ste-Foy, Quebec and from 1973 to 1976 was vice-president of exploration for Weaver Oil and Gas Corporation in Houston, Texas. In 1976, Dr. Hea joined the Department of Indian and Northern Affairs as chief, Oil and Gas Resources Evaluation Division. In March, 1979 he was appointed director-general, Petroleum Resources.

Our third witness today is Mr. Max Feldman who was born in Estevan, Saskatchewan in 1948—finally, some one who is Canadian-born. He is a graduate in mechanical engineering from the University of Manitoba in 1970. He also obtained a master's degree in business administration from the University of Ottawa in 1979.

TÉMOIGNAGES

Ottawa, le mardi 20 janvier 1981

[Traduction]

Le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord se réunit aujourd'hui à 16 heures pour étudier son ordre de renvoi (récupération améliorée du pétrole et du gaz naturel).

Le sénateur Earl A. Hastings (*président*) occupe le fauteuil.

Le président: Honorables sénateurs, à l'ordre. Nous poursuivons aujourd'hui notre examen des questions relatives à la récupération améliorée du pétrole canadien.

Nos témoins, du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources sont M. G.W. Tough, directeur général de la stratégie de l'énergie, accompagné de M. James P. Hea, Directeur général des ressources pétrolières, et de M. Max Feldman, responsable de l'analyse des politiques à la division des hydrocarbures du même ministère.

M. Tough, immédiatement à ma droite, est né à Charlotte en Caroline du Nord. En 1964, il a été diplômé *cum laude* en géographie, de la University of Western Ontario, et a reçu la médaille d'or du Conseil des gouverneurs. Les deux années suivantes, il a enseigné au niveau secondaire dans l'Est de l'Ontario. Il obtient ensuite une maîtrise en géographie à l'université de Calgary en 1968.

M. Tough est entré au ministère, en 1968, à la Division des ressources minérales; il y est resté jusqu'en 1970, époque à laquelle il est passé au ministère des Finances. Détaché ensuite à la Fondation Ford en 1973, il a été pendant deux ans conseiller en matière de politique minière auprès du gouvernement du Botswana. A son retour, il a été nommé directeur adjoint, à la division des ressources du ministère des Finances puis, au début de 1979, directeur général de la stratégie de l'énergie, énergie et analyse du marché.

Assis près de M. Tough, vous voyez M. James P. Hea, né à Buffalo dans l'État de New York. Il a fait ses études primaires et secondaires en France et en Angleterre. Il a obtenu un B.A. en géologie de l'université de Harvard en 1953, et un Ph.D dans le même domaine de la Pennsylvania State University en 1964.

Entre 1955 et 1960, M. Hea a travaillé pour la Standard Oil Company de Californie au Vénézuéla et, entre 1964 et 1977, pour l'Oasis Oil Company de Libye. De 1970 à 1973, M. Hea a été géologue en chef pour SOQUIP à Ste-Foi, (Québec), et de 1973 à 1976 il a occupé le poste de vice-président de la prospection pour Weaver Oil and Gas Corporation à Houston, (Texas). En 1976, M. Hea est devenu chef, au ministère des Affaires indiennes et du Nord, de la Division de l'évaluation des ressources pétrolières et gazières. En mars 1979, il a été nommé conseiller supérieur aux ressources pétrolières.

Notre troisième témoin aujourd'hui, M. Max Feldman, est né à Estevan dans la Saskatchewan, en 1948... enfin quelqu'un qui est né au Canada. Diplômé en génie mécanique de l'université du Manitoba (1970), il possède également une maîtrise en administration des affaires de l'université d'Ottawa (1979).

[Text]

Between 1970 and 1974 Mr. Feldman worked as a petroleum engineer for Amoco Canada Petroleum in Edmonton and Calgary. In 1974 he joined the Oil and Gas Engineering Division, Department of Indian and Northern Affairs in Ottawa as a petroleum production engineer. He was appointed head, Production Engineering section in 1976. In November, 1980 he was appointed to his present position of policy analyst, Petroleum Resources Branch, Energy, Mines and Resources. His present responsibilities include engineering and resource costing.

Mr. Tough, do you wish to make an opening statement?

Mr. George Tough, Director-General, Energy Strategy Department of Energy, Mines and Resources: Thank you, Mr. Chairman.

With your indulgence, I should like to make a few remarks keying those remarks to the brief which was prepared for your committee. Following my remarks to set out, very briefly, some policy context, with particular reference to the national energy program, Dr. Hea will discuss, in more detail, the particular issue of enhanced recovery. In turn, Mr. Feldman will talk about some of the results of some economic analyses that have been recently performed on enhanced recovery projects, taking into account the elements of the national energy program.

It may be useful, as an introduction to the discussion of enhanced oil recovery, to set out the policy context within which we are operating in our department. In large measure, this context is provided by the national energy program which, as honourable senators will know, was published on October 28, 1980. The national energy program has three objectives, the first one being energy security with particular reference to measures to address Canada's oil problem. As you know, we are major net exporters of energy and our achilles heel is oil. Therefore, that gives rise to a special need to address questions of oil supply and demand.

The objective in the national energy program is to achieve a balance between oil supply and demand within this decade, first of all, by accelerating supply developments, including enhanced oil recovery and, secondly, by moderating the demand for oil through substitution and conservation.

The national energy program has two other objectives which are under the heading of opportunity and fairness. Thus, in developing measures to promote energy security and oil supply, the government was mindful that it had to do that in a way consistent with these other objectives. This led to a fundamental change in the system applying to oil and gas development in Canada and to a set of measures. First of all, conventional oil prices that rise four-fold over the decade could leave Canadians paying substantially less than world prices. Secondly, special reference prices for exotic and expensive new sources such as the oil sands, and, of special interest to this committee, enhanced oil recovery.

[Traduction]

Entre 1970 et 1974, M. Feldman a travaillé comme ingénieur des pétroles pour Amoco Canada Petroleum, à Edmonton et à Calgary. En 1974, il est passé à la division du génie pétrolier et gazier du ministère des Affaires indiennes et du Nord, à Ottawa, comme spécialiste de l'exploitation pétrolière. Nommé ensuite chef de la section technique de production en 1976, il accède en novembre 1980, au poste qu'il occupe actuellement à l'analyse des politiques, au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Direction des ressources pétrolières. Il est donc, à l'heure actuelle, chargé des questions d'ingénierie et d'évaluation du coût des ressources.

M. Tough, voulez-vous prendre la parole et introduire le sujet?

M. George Tough, directeur général, Stratégie de l'Énergie, ministre de l'Énergie des Mines et des Ressources: Merci, monsieur le président.

Avec votre permission, j'aimerais faire quelques observations concernant le mémoire qui vous a été présenté. Après mes observations qui commenceront très brièvement par situer le contexte de notre politique, et tout particulièrement le programme national de l'énergie, M. Hea discutera plus en détail les questions de la récupération assistée. À son tour M. Feldman mettra en évidence les résultats de certaines analyses économiques qui ont été entreprises récemment à propos de projets de récupération améliorée, toujours en tenant compte des questions du programme national de l'énergie.

Il pourra être utile, en guise d'introduction aux questions de la récupération améliorée, de situer le contexte à l'intérieur duquel notre ministère opère. Dans une large mesure, le cadre des politiques est décidé à partir du programme national de l'énergie qui, comme les honorables sénateurs le sauront certainement, a été publié le 28 octobre 1980. Ce programme national concernant l'énergie a trois objectifs, et tout d'abord la sécurité en matière d'énergie et notamment tout ce qui a trait à la situation pétrolière canadienne. Comme vous le savez, nous exportons un surplus net d'énergie, et le pétrole est notre talon d'Achilles. Il est donc essentiel d'accorder une attention particulière aux questions d'offre et de demande pétrolières.

Le but poursuivi par ce programme national d'énergie est de réaliser un équilibre entre l'offre pétrolière et la demande, et tout d'abord au cours de cette décennie, en accroissant les sources de l'offre, ce qui inclut la récupération améliorée de pétrole et, deuxièmement, en contrôlant la demande de pétrole grâce à la substitution et la conservation.

Notre programme national s'est fixé deux autres objectifs à partir de considérations d'opportunité et de justice. Ainsi, tout en programmant des mesures destinées à assurer notre approvisionnement énergétique et notre production pétrolière, le gouvernement n'a pas oublié qu'il devait le faire en respectant ses autres objectifs. Voilà qui nous conduit à une refonte fondamentale du dispositif d'exploitation pétrolière et gazière au Canada et à l'application de nouvelles mesures. Tout d'abord, la multiplication par quatre des prix du pétrole conventionnel en l'espace d'une décennie, a permis aux Canadiens de payer des prix très inférieurs aux prix mondiaux. Deuxièmement, je voudrais rappeler l'existence de certains prix de référence spéciaux concernant les nouvelles sources non conventionnelles, et onéreuses, telles que les sables bitumineux.

[Text]

In terms of incentive in the fiscal regime, the national energy program contains a package that gains larger shares of petroleum revenues for the federal government than the former system, while leaving a fair share with the producing provinces and sufficient money with the industry to finance needed investment and provide the incentive to re-invest that money.

What is sought in the measures in the national energy program is a package which will keep Canada in the forefront in terms of incentives through oil supply but with reference to Canadian investors seeking involvement in the oil search. The incentives are tailored to address particular high-risk areas and new technologies, such as enhanced oil recovery.

The details of the pricing system are set out on page 3 of the departmental brief. Table 1.1 is as follows:

[Traduction]

et, ce qui intéressera tout particulièrement ce Comité, la récupération améliorée.

En ce qui concerne les stimulants fiscaux, le programme national de l'énergie prévoit un paquet de mesures permettant au gouvernement fédéral de percevoir des revenus plus importants que le dispositif précédant ne le permettait, tout en laissant aux provinces productrices une part raisonnable et à l'industrie des gains suffisants leur permettant de financer leurs investissements, et les incitant à réinvestir.

Ce qui a été recherché, dans le cadre du programme national de l'énergie, c'est un paquet de mesures permettant au Canada de ne pas perdre de terrain en ce qui concerne l'apport de l'offre pétrolière, sans oublier les intérêts des investisseurs canadiens qui s'engagent dans la prospection. Les mesures d'incitation ont été conçues à l'intention de certains secteurs à risque, et des nouvelles technologies telles que la récupération améliorée.

Vous trouverez une liste de prix détaillée à la page 3 du mémoire du ministère. Le tableau 1.1 se lit comme suit:

Table 1.1

National Energy Program: Wellhead Oil Prices

| | <i>Oil Sands Reference Price*</i> | <i>Tertiary Recovery Oil† (15° API gravity)</i> | <i>Conventional Oil (38° API gravity)</i> |
|-----------|---------------------------------------|---|---|
| | | (\$/bbl) | |
| Jan. 1980 | — | — | 14.75 |
| Aug. 1980 | — | — | 16.75 |
| Jan. 1981 | 38.00 | 30.00 | 17.75 |
| July 1981 | | | 18.75 |
| Jan. 1982 | 41.85 | 33.05 | 19.75 |
| July 1982 | | | 20.75 |
| Jan. 1983 | 45.80 | 36.15 | 21.75 |
| July 1983 | | | 22.75 |
| Jan. 1984 | 49.85 | 39.35 | 25.00 |
| July 1984 | | | 27.25 |
| Jan. 1985 | 54.10 | 42.70 | 29.50 |
| July 1985 | | | 31.75 |
| Jan. 1986 | 58.55 | 46.20 | 35.25 |
| July 1986 | | | 38.75 |
| Jan. 1987 | 63.20 | 49.90 | 42.25 |
| July 1987 | | | 45.75 |
| Jan. 1988 | 68.30 | 53.90 | 49.25 |
| July 1988 | | | 52.75 |
| Jan. 1989 | 73.75 | 58.20 | 56.25 |
| July 1989 | | | 59.75 |
| Jan. 1990 | 79.65 | 62.85 | 63.25 |
| July 1990 | | | 66.75 |

* Subject to cap of international price.

† In later years, the price for tertiary recovery oil will depend upon the price for conventional oil. As the price for conventional oil approaches that for tertiary recovery, price differentials will develop to reflect quality differences, i.e., the cost of upgrading. The price of tertiary recovery oil will never be less than the price for conventional oil of a similar quality.

[Text]

[Traduction]

Tableau 1.1

Programme énergétique national: prix du pétrole à la tête de puits

| | <i>Prix repère (sables pétrolifères)*</i> | <i>Récupération tertiaire du pétrole** (densité de 15° A.P.I.)</i> | <i>Pétrole classique (densité de 38° A.P.I.)</i> |
|--------------|---|--|--|
| | | (\$/baril) | |
| Janvier 1980 | — | — | 14.75 |
| Août 1980 | — | — | 16.75 |
| Janvier 1981 | 38.00 | 30.00 | 17.75 |
| Juillet 1981 | | | 18.75 |
| Janvier 1982 | 41.85 | 33.05 | 19.75 |
| Juillet 1982 | | | 20.75 |
| Janvier 1983 | 45.80 | 36.15 | 21.75 |
| Juillet 1983 | | | 22.75 |
| Janvier 1984 | 49.85 | 39.35 | 25.00 |
| Juillet 1984 | | | 27.25 |
| Janvier 1985 | 54.10 | 42.70 | 29.50 |
| Juillet 1985 | | | 31.75 |
| Janvier 1986 | 58.55 | 46.20 | 35.25 |
| Juillet 1986 | | | 38.75 |
| Janvier 1987 | 63.20 | 49.90 | 42.25 |
| Juillet 1987 | | | 45.75 |
| Janvier 1988 | 68.30 | 53.90 | 49.25 |
| Juillet 1988 | | | 52.75 |
| Janvier 1989 | 73.75 | 58.20 | 56.25 |
| Juillet 1989 | | | 59.75 |
| Janvier 1990 | 79.65 | 62.85 | 63.25 |
| Juillet 1990 | | | 66.75 |

* Sujet à la limite supérieure du prix international.

** Ces prix ne sont donnés qu'à titre d'illustration. A mesure que le prix du pétrole classique se rapproche de celui obtenu par récupération tertiaire, les différences de prix refléteront la différence de qualité, c'est-à-dire le coût de l'amélioration. Le prix du pétrole obtenu par récupération tertiaire ne sera jamais inférieur au prix du pétrole classique de qualité semblable.

You will note that the special regime set out for tertiary recovery or enhanced oil recovery is at a level of \$30 as of January 1, 1981, and that is escalated by changes in the Consumer Price Index. As you will see from the table, that price is substantially higher than the price offered for conventional oil. That figure is made up a wellhead price plus a supplement which is offered by the Government of Canada and that special price will be available to investors as soon as we can reach agreement with the producing provinces for their assistance in administering the program.

In providing that incentive price it is hoped that, as part of the overall incentive to enhanced oil recovery, the producing provinces will at least continue and, hopefully, improve incentives that they now have in place for enhanced oil recovery. As for the fiscal system, the details of the incentive system are outlined in paragraph 1.1.2 on page 4 and summarized in table 1.2 which is on page 5. I would ask that Table 1.2 be inserted in your record.

Vous constaterez que le régime spécial prévu pour la récupération tertiaire ou assistée du pétrole est fixé à \$30 au 1^{er} janvier 1981 et que cette somme est augmentée en raison de fluctuations dans l'indice des prix à la consommation. D'après le tableau, ce prix est sensiblement supérieur à celui offert pour le pétrole classique. Ce chiffre tient compte du prix à la tête du puits et d'un supplément offert par le gouvernement du Canada et le prix spécial sera disponible aux investisseurs dès qu'un accord aura été conclu avec les provinces productrices selon lequel elles nous aideront à administrer le programme.

Nous espérons que ce prix encourageant, dans l'ensemble du programme d'encouragement de la récupération assistée du pétrole, incitera les provinces productrices à continuer d'offrir et peut-être même à améliorer les encouragements qu'elles offrent actuellement. Quant au système fiscal, le détail du système d'encouragements est donné au paragraphe 1.1.2 de la page 4 et résumé au tableau 1.2 de la page 5. Je demande que le tableau 1.2 soit inscrit dans le procès-verbal.

[Text]

In essence, the changes terminate, phase out, or reduce incentives which were formerly available under the earned depletion allowance system which, under the previous system, were generally, an additional write-off available for specified expenditures for approximately one-third of approved expenditures. The national energy program moderated that incentive especially in areas where the risks were felt to be somewhat less and where provincial incentives would provide sufficient incentives for the industry to maintain activity.

To replace these depletion allowances or to supplement those that remained, we established a system of direct incentive payments under the Petroleum Incentives Program.

[Traduction]

Essentiellement, ces changements mettent fin, éliminent progressivement, ou réduisent les anciens encouragements en vertu du système de déduction pour épuisement gagné; dans le système précédent, il s'agissait de façon générale d'un autre amortissement pour des dépenses précises d'environ un tiers des dépenses approuvées. Le programme énergétique national a réduit ces encouragements surtout dans les domaines où les risques étaient considérés comme moins graves et où les encouragements provinciaux seraient suffisants pour que l'industrie continue ses opérations.

Pour remplacer ces déductions pour épuisement ou pour ajouter à celles qui restaient, nous avons mis sur pied un système d'encouragements directs dans le cadre du Programme d'encouragements pétroliers.

Table 1.2

**Depletion Allowances and Incentive Payments for
Oil and Gas Exploration and Development**

| | Conventional Areas | | Canada Lands | | Major Projects Receiving Incentive Prices | | |
|---|---|-------------|--------------|-------------|---|---|----------------------------|
| | Exploration | Development | Exploration | Development | Development | Enhanced Recovery Machinery and Equipment | Bituminous Sands Equipment |
| | (percentage of qualifying expenditures) | | | | | | |
| System of Depletion Allowances | | | | | | | |
| Individuals and corporations | 33½ | 33½ | 33½ | 33½ | 33½ | 50 | 33½ |
| System of Incentive Payments and Depletion | | | | | | | |
| Rate of depletion allowance for corporations | | | | | | | |
| 1981 | 33½ | 0 | 33½ | 0 | 33½ | 33½ | 33½ |
| 1982 | 20 | 0 | 33½ | 0 | 33½ | 33½ | 33½ |
| 1983 | 10 | 0 | 33½ | 0 | 33½ | 33½ | 33½ |
| 1984 and after | 0 | 0 | 33½ | 0 | 33½ | 33½ | 33½ |
| For individuals | | | | | | | |
| Rate of incentive payment for individuals and corporations at least 75% Canadian-owned*, 1981 and after | 35 | 20 | 80 | 20 | 20 | 20 | 20 |
| For corporations 50-75% Canadian-owned* | | | | | | | |
| 1981 | 0 | 0 | 35 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1982 | 10 | 10 | 45 | 10 | 10 | 10 | 10 |
| 1983 | 10 | 10 | 45 | 10 | 10 | 10 | 10 |
| 1984 | 15 | 10 | 50 | 10 | 10 | 10 | 10 |
| For corporations under 50% Canadian-owned, 1981 and after | 0 | 0 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 |

* To qualify for incentive payments, corporations with 50 per cent or more Canadian ownership must also be Canadian controlled.

[Text]

[Traduction]

Tableau 1.2

**Déductions pour épuisement et paiements de stimulants pour
l'exploration et la mise en valeur du pétrole et du gaz**

| | Domaines classiques | | Terres canadiennes | | Principaux projets bénéficiant des prix encourageants | | |
|--|--|----------------|--------------------|----------------|---|---|-------------------------------------|
| | Exploration | Mise en valeur | Exploration | Mise en valeur | Mise en valeur | Machines et matériel de récupération assistée | Machines pour les sables bitumineux |
| | | | | | | | |
| (Pourcentage des dépenses admissibles) | | | | | | | |
| Système de déductions pour épuisement Particuliers et sociétés | 33½ | 33½ | 33½ | 33½ | 33½ | 50 | 33½ |
| Système de paiements de stimulants et de déductions pour épuisement | | | | | | | |
| Taux de déduction pour épuisement pour les sociétés | | | | | | | |
| 1981 | 33½ | 0 | 33½ | 0 | 33½ | 33½ | 33½ |
| 1982 | 20 | 0 | 33½ | 0 | 33½ | 33½ | 33½ |
| 1983 | 10 | 0 | 33½ | 0 | 33½ | 33½ | 33½ |
| 1984 et après | 0 | 0 | 33½ | 0 | 33½ | 33½ | 33½ |
| Pour les particuliers | (Épuisement non gagné par les particuliers à partir de 1981) | | | | | | |
| Taux de paiements de stimulants pour les particuliers et les sociétés appartenant pour au moins 75% à des Canadiens* | | | | | | | |
| 1981 et années suivantes | 35 | 20 | 80 | 20 | 20 | 20 | 20 |
| Pour les sociétés appartenant à des Canadiens* dans une proportion de 50 à 75% | | | | | | | |
| 1981 | 0 | 0 | 35 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1982 | 10 | 10 | 45 | 10 | 10 | 10 | 10 |
| 1983 | 10 | 10 | 45 | 10 | 10 | 10 | 10 |
| 1984 | 15 | 10 | 50 | 10 | 10 | 10 | 10 |
| Pour les sociétés appartenant pour moins de 50% à des Canadiens, 1981 et après | 0 | 0 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 |

* Pour recevoir les paiements de stimulants, les sociétés appartenant pour au moins 50% à des Canadiens doivent également être sous contrôle canadien.

Of particular interest to this committee is the second-last column of the table under the heading "Major Projects Receiving Incentive Prices", and under that is a sub-heading, "Enhanced Recovery Machinery and Equipment", and you will see that we have maintained the depletion allowance for all corporations of 33½ per cent of eligible expenditures. In addition, we have made available incentive payments of up to 20 per cent of approved expenditures, depending on the Canadian ownership level.

Also of interest in examining the economics of enhanced oil recovery is the tax system. Of particular interest, in terms of its impact on the economics, is the petroleum and gas revenue tax which is an 8 per cent tax on petroleum operating revenues. The second new tax, which is mentioned on page 6, is the

Ce Comité s'intéressera particulièrement à l'avant-dernière colonne du tableau, «principaux projets bénéficiant des prix encourageants», et du sous-titre «machines et matériel de récupération assistée»; vous constaterez que nous avons maintenu l'allocation pour épuisement pour toutes les sociétés, soit 33½ p. 100 des dépenses admissibles. D'autre part, nous avons offert des encouragements s'élevant à 20 p. 100 des dépenses approuvées, variant selon le degré de propriété canadienne.

Toute étude de l'aspect économique de la récupération assistée du pétrole doit tenir compte du régime fiscal. Plus particulièrement, vu son influence sur l'économie, la taxe sur les recettes du pétrole et du gaz, une taxe de 8 p. 100 sur les recettes d'exploitation du pétrole. La deuxième nouvelle taxe,

[Text]

natural gas and gas liquids tax which does not apply to enhanced oil recovery, of course.

Finally, the brief, beginning at page 7, points out that in addition to, and complementing the incentive system provided by the government of Canada, the provinces have in place fiscal systems which are designed to encourage the development of new oil sources in general and, in particular, enhanced oil recovery. This is set out in some detail on pages 7 through 9.

Against that background, if that is satisfactory, Mr. Chairman, perhaps Dr. Hea can proceed to speak to the particulars of enhanced oil recovery.

The Chairman: Dr. Hea.

Dr. James P. Hea, Director-General, Petroleum Resources, Department of Energy, Mines and Resources: Thank you, Mr. Chairman. I would like, first, to discuss the current production in enhanced oil recovery projects in western Canada, following which I shall discuss the potential for future production.

Honourable senators are familiar with the recovery methods from previous testimony from officials of the National Energy Board and other witnesses, so I will not be delving into that very much.

There are currently five fields or aggregated groups of pools which are undergoing hydrocarbon miscible flooding in Alberta, and these, altogether, produce roughly 23,550,000 cubic metres of oil, or about 150,000 barrels. The bulk of this oil is still being produced from conventional reserves since the pools are still in an early response stage to tertiary recovery. It is difficult to estimate the present direct incremental production, but it is of the order of about 1,500 cubic metres per day, or roughly 10,000 barrels. It is gradually rising as the miscible flood component of the total production increases.

As we mentioned in our brief, tertiary floods were initiated in these fields because they were at optimum stages of primary and secondary depletion, for conservation reasons, to take advantage of available natural gas and liquids, and because of the existing wellhead prices and fiscal regimes, the projects were economic. The same factors apply to the only other significant enhanced oil recovery project for heavy oils in the Battrum Field of Saskatchewan. The base potential for tertiary enhanced oil recovery in western Canada, according to the National Energy Board's 1978 report, is 156 million cubic metres for light oil, and 278 million cubic metres for heavy oil, for a total of 443 million cubic metres, or roughly 2.7 billion barrels.

This potential can be brought on at a rate of about 8,000 cubic metres per day in 1985; 20,000 cubic metres per day in 1990; and 30,000 cubic metres per day in 1995.

In a current study by the board, the upside potential for daily production in 1990 and 1995 could be doubled, based

[Traduction]

signalée à la page 6, est celle qui frappe le gaz naturel et les liquides de gaz; bien entendu, elle ne s'applique pas à la récupération assistée du pétrole.

Enfin, le mémoire explique, à partir de la page 7, qu'en plus du système d'encouragements prévu par le gouvernement du Canada, les provinces ont adopté des dispositions fiscales pour favoriser le développement de nouvelles sources de pétrole en général et, en particulier, la récupération assistée du pétrole. Cette question est expliquée d'une façon assez détaillée aux pages 7 à 9.

À la suite de ces explications, si vous le voulez, monsieur le président, M. Hea pourrait traiter plus particulièrement de la question de la récupération assistée du pétrole.

Le président: M. Hea.

M. James P. Hea, directeur général, ressources pétrolières, ministère de l'énergie, des mines et des ressources: Merci, monsieur le président. J'aimerais d'abord dire quelques mots au sujet de la production actuelle des projets de récupération assistée du pétrole dans l'Ouest du Canada, après quoi je parlerai du potentiel de production à venir.

Les honorables sénateurs connaissent les méthodes de récupération, car les témoignages des représentants de l'Office national de l'énergie, entre autres, les ont toutes expliquées; je passerai donc rapidement là-dessous.

En Alberta, on compte, à l'heure actuelle, cinq gisements ou nappes considérées globalement dans lesquels on injecte des hydrocarbures miscibles; dans l'ensemble, on y puise environ 23,550,000 mètres cubes de pétrole, soit quelque 150,000 barils. La plus grande partie de ce pétrole provient de gisements classiques puisque les nappes ne font que commencer à réagir aux techniques de récupération tertiaire. Il est difficile de juger dans quelle mesure la production actuelle a été augmentée, mais il s'agit d'environ 1,500 mètres cubes par jour, ou encore, 10,000 barils. Cette production augmente progressivement dans la mesure où l'on augmente les miscibles injectés.

Nous l'avons expliqué dans notre mémoire, ces injections ont été pratiquées dans ces gisements parce qu'ils étaient aux stades optimaux d'épuisement primaire et secondaire, pour des raisons de conservation et pour profiter du gaz naturel et des liquides disponibles parce que les projets étaient rentables, étant donné les prix actuels à la tête du puits et les régimes fiscaux. Ces mêmes facteurs s'appliquent aux seuls autres grands projets de récupération assistée du pétrole, celui de Battrum en Saskatchewan. Le potentiel de base pour la récupération assistée du pétrole dans l'ouest du Canada, selon le rapport de 1978 de l'Office nationale de l'énergie se situe à 156 millions de mètres cubes pour le pétrole léger et à 270 millions de mètres cubes pour le pétrole lourd, ce qui donne un total de 443 millions de mètres cubes, ou encore, environ 2.7 milliards de barils.

On peut capter ce potentiel à un rythme d'environ 8,000 mètres cubes par jour en 1985; 20,000 mètres cubes par jour en 1990; et 30,000 mètres cubes par jour en 1995.

Dans une étude que fait actuellement l'Office, le potentiel optimiste de la production quotidienne en 1990 et en 1995

[Text]

upon the success and increase in the number of projects undertaken by industry.

There are many uncertainties in enhanced oil recovery. This is reflected in the large number of experimental tertiary projects for heavy oils in Alberta and Saskatchewan, and also in the many engineering hours dedicated to projects requiring new technologies for Canada, such as the Judy Creek carbon dioxide miscible flood. Esso Resources has represented to us, for example, that in the Judy Creek engineering study, there were something like 200,000 hours of engineering work required just in the initial design and analysis phase.

Mr. Hamp, on my far right, can answer questions on the technological risk of miscible, thermal and chemical recovery operations.

The impact of the National Energy Board program on tertiary enhanced recovery has been studied for presentation to this committee in an objective way by making a "before" and "after" run, using Canadian Energy Research Institute's economic model. Mr. Feldman, who is on my immediate right, will review the results of this model, which are contained in the brief.

Avant de passer la parole à M. Feldman, j'aimerais ajouter que la traduction française du résumé présenté aujourd'hui, est en cours. Nous n'avons reçu nos données informatiques que dimanche dernier, ce qui explique notre retard avec la version française.

Le président: Merci.

Thank you, Dr. Hea.

Mr. Feldman, please.

Mr. Max Feldman, P.Eng., Policy Analyst, Petroleum Resources Division, Department of Energy, Mines and Resources: Thank you, Mr. Chairman.

As honourable senators are aware, the model developed by Dr. Prince at the Canadian Energy Research Institute attempted to simulate development and operation of enhanced recovery projects in Alberta. On page 25 of our submission we briefly describe the model and some of the key assumptions made in the analysis. The base assumptions include the following: all costs and revenues were expressed in constant 1978 dollars; an oil price of \$20 per barrel was assumed—to put that in perspective, the Canadian wellhead price in 1978 was \$12.25 per barrel; the current price of conventional oil, expressed in 1978 dollars, is—

Senator Guay: Are you reading from a brief?

Mr. Feldman: I am referring to page 25 of our submission, senator, but I am not reading it verbatim.

A project was deemed to be economically viable if it yielded in excess of an 8 per cent real rate return, and all projects which were calculated to be profitable were assumed to come

[Traduction]

pourrait être doublé, selon le succès et l'augmentation du nombre de projets dans l'industrie.

La récupération assistée du pétrole comporte plusieurs incertitudes. Il suffit de rappeler le grand nombre de projets de récupération de pétrole lourd entrepris à titre expérimental en Alberta et en Saskatchewan, sans compter le très grand nombre d'heures consacrées par des ingénieurs à l'étude de projets faisant appel à nouvelles technologies au Canada, tel celui de l'injection de gaz carbonique à Judy Creek. Esso Resources, nous a fait savoir, par exemple, que dans l'étude entreprise dans le cas de Judy Creek, il avait fallu environ 200,000 heures d'études pour la seule phase de la conception initiale et de l'analyse.

M. Hamp, à mon extrême droite, peut répondre aux questions sur les risques technologiques des opérations de récupération par injection de produits miscibles ou chimiques ou par la méthode thermique.

On a étudié l'incidence du programme de récupération assisté de l'Office national de l'énergie. Pour en parler à ce comité, nous l'avons fait de façon objective en établissant un programme informatique «avant» ou «après» d'après le modèle économique de Canadian Energy Research Institute. M. Feldman, assis à ma droite, discutera des résultats obtenus grâce à ce modèle et qui figurent dans le mémoire.

Before giving the floor to Mr. Feldman, I would like to add that the French translation of the brief presented here today is in progress. We did not receive the data before last Sunday, and that is why we still don't have the French version.

The Chairman: Thank you.

Merci, monsieur Hea.

Monsieur Feldman, je vous prie.

M. Max Feldman, ingénieur, spécialiste de la politique, ressources pétrolières, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources: Merci, monsieur le président.

Comme les honorables sénateurs le savent, le modèle mis au point par M. Prince de Canadian Energy Research Institute tentait de simuler la mise en valeur et l'exploitation de projets de récupération assistée en Alberta. Nous tenons à la page 25 de notre mémoire une brève explication du modèle et de certaines des principales hypothèses de l'étude dont voici quelques-unes: tous les coûts et les recettes ont été exprimés en dollars de 1978; le prix du baril de pétrole était fixé à \$20. Pour vous situer un peu, le prix canadien à la tête du puits était \$12.25 le baril en 1978; le prix actuel du pétrole classique, exprimé en dollars de 1978...

Le sénateur Guay: Est-ce que vous lisez un extrait du mémoire?

M. Feldman: Je vous dis ce qui se trouve à la page 25 de notre mémoire, monsieur le sénateur, mais je ne lis pas d'extrait.

On a estimé qu'un projet était rentable si son taux de rendement réel dépassait 8 p. 100 et on a supposé que tous les projets profitables devaient être exploités d'ici deux ans. D'au-

[Text]

onstream within 10 years. Also, the pre-NEP federal and Alberta tax and royalty regimes were assumed to be in place.

As Dr. Hea has stated—

Senator Guay: Would you repeat that last comment about the taxes?

Mr. Feldman: In the model that Dr. Prince described to you previously, he assumed pre-NEP province of Alberta and federal government fiscal regimes.

The Chairman: Dr. Prince's calculations were based on the situation prior to the National Energy Program, and Mr. Feldman is bringing us up to date.

Mr. Feldman: As Dr. Hea has stated, what we did was to modify the Canadian Energy Research Institute model to reflect the changes in the fiscal regimes and the price for tertiary oil as enunciated in the National Energy Program. Specifically, the model was modified by including the 8 per cent petroleum and gas tax and the change in the earned depletion rate to equal 33½ per cent of investment cost without any incentive payments, and it used the tertiary reference price of \$30 per barrel for heavy oil and \$30 for light oil. In fact, since all of the costs in the model are expressed in 1978 dollars, these prices were deflated to \$24.20 for light oil and \$22.80 for heavy oil.

Since the National Energy Program provides an incentive payment to Canadian firms equal to 20 per cent of all tertiary project investment costs, two cases were run. In one case, it was assumed that all the projects were operated by firms having a Canadian ownership rate of less than 50 per cent and, therefore, not entitled to any incentive payment; and the second run was on the assumption that all of the projects were entitled to the 20 per cent incentive payment.

I would like to refer you to Table 3.1 on page 27 of our submission. That table compares some key indicators under pre-NEP and NEP conditions. The estimates that we show there are for Alberta only.

Mr. Feldman: As you may recall, Dr. Prince extrapolated the results from Alberta to provide an estimate of total tertiary recovery for all of Canada. We have not done so because we feel that the fiscal regimes are so different between Saskatchewan and Alberta that to do so would provide inaccurate results. So what we have shown here are the results strictly from Alberta.

I would like to read across and identify each of the columns that we have shown. We have taken several indicators. The next column shows the results of one sensitivity run that Dr. Prince had done at \$15 per barrel. The third column is his base case, where he shows the results under the assumption of a \$20 per barrel price. The next two columns are the NEP conditions. The first column is where all projects are operated by

[Traduction]

tre part, on a supposé que les régimes qui prévalaient étaient ceux du prélèvement fiscal et des redevances du gouvernement fédéral et de l'Alberta avant que n'entre en vigueur le programme énergétique national.

Comme l'a souligné M. Hea...

Le sénateur Guay: Pouvez-vous répéter ce que vous venez de dire au sujet des impôts?

M. Feldman: Dans ce modèle que M. Prince vient de vous décrire, il a assumé que les conditions fiscales qui s'appliquaient étaient celles du gouvernement fédéral et de la province de l'Alberta avant l'adoption du programme énergétique national.

Le président: Les calculs de M. Prince étaient fondés sur la situation telle qu'elle était avant l'adoption du programme énergétique national et M. Feldman nous met à jour.

M. Feldman: Comme M. Hea l'a dit, nous avons modifié le modèle du Canadian Energy Research Institute pour tenir compte des changements dans les régimes fiscaux et du prix du pétrole récupéré comme le programme énergétique national l'explique. Plus précisément, le modèle a été changé; on a ajouté la taxe de 8 p. 100 sur le pétrole et le gaz et le changement dans le taux d'épuisement gagné pour qu'il corresponde à 33 et un tiers p. 100 du coût d'investissement sans encouragements, et l'on a utilisé le prix de référence tertiaire de \$30 le baril pour le pétrole lourd et \$30 dans le cas du pétrole léger. En fait, puisque tous les coûts du modèle sont exprimés en dollars de 1978, ces prix ont été ramenés à \$24.30 pour le pétrole léger et à \$22.80 pour le pétrole lourd.

Puisque le programme énergétique prévoit des encouragements aux entreprises canadiennes jusqu'à concurrence de 20 p. 100 de tous les coûts d'investissement pour un projet de récupération assistée, nous avons dressé un programme informatique double. Dans un cas, nous avons supposé que tous les projets étaient exploités par des entreprises dont le taux de participation canadienne était inférieure à 50 p. 100, et qui, dès lors, n'avaient pas droit aux encouragements; dans le deuxième cas, nous avons supposé que tous les projets étaient admissibles aux encouragements de 20 p. 100.

J'aimerais vous reporter au Tableau 3.1, à la page 27 de notre mémoire. Ce tableau est une comparaison des conditions qui existaient avant et après l'adoption du programme énergétique national. Les estimations ne portent que sur l'Alberta.

M. Feldman: Comme vous vous rappellerez, M. Prince a fait l'extrapolation des résultats de l'Alberta pour obtenir une estimation de l'ensemble de la récupération tertiaire dans tout le Canada. Nous ne l'avons pas fait, car nous croyons que les régimes fiscaux sont à ce point différents entre la Saskatchewan et l'Alberta que les résultats de l'extrapolation n'auraient pas été exacts. Nous avons donc donné les résultats de l'Alberta seulement.

Je voudrais poursuivre la lecture et donner des précisions sur chacune des colonnes. Nous avons retenu plusieurs indicateurs. La colonne suivante donne les résultats d'un programme fait par M. Prince, où le prix du baril de pétrole était fixé à \$15. Dans la troisième colonne, son cas de base, il donne les résultats lorsque le prix est fixé à \$20 le baril. Les deux colonnes suivantes tiennent compte du programme énergétique

[Text]

[Traduction]

Table 3.1

| INDICATOR | PRE-NEP | | NEP | |
|---------------------------------------|---------------------|---------------------|-----------|-----------|
| | Price = \$15 bbl | Price = \$20 bbl | COR < 50% | COR > 75% |
| Total Tertiary | | | | |
| Recovery (MMbbl) | 921 | 2,407 | 2,916 | 3,037 |
| Thermal share (%) | 30 | 23 | 26 | 25 |
| Chemical share (%) | 10 | 3 | 3 | 6 |
| Miscible share (%) | 60 | 74 | 71 | 69 |
| Incremental Production Rate (bbl/day) | | | | |
| 1986 | | 274,000 | 265,000 | 283,000 |
| 1991 | | 647,000 | 719,000 | 766,000 |
| Undiscounted Revenue (\$MM 1978) | | | | |
| Federal—Taxes | | 3,500 | 7,683 | 7,765 |
| —PGRT | | 0 | 3,519 | 3,660 |
| —Incentive Payment | | 0 | 0 | (1,073) |
| Total | | 3,500 | 11,202 | 10,352 |
| Alberta—Taxes | | 1,100 | 2,208 | 2,222 |
| —Royalties | | 5,900 | 10,391 | 10,764 |
| Total | | 7,000 | 12,599 | 12,986 |
| Industry—Capital Cost | | 4,000 | 4,682 | 5,363 |
| —Operating and material cost | | 24,000 | 29,726 | 31,215 |
| —Net | | 8,500 | 11,516 | 12,743 |

Tableau 3.1

AVANT LE PROGRAMME ÉNERGÉTIQUE NATIONAL

APRÈS LE PROGRAMME ÉNERGÉTIQUE NATIONAL

| INDICATEUR | Prix \$15 le baril | Prix \$20 le baril | Société < 50% à propriété canadienne | Société > 75% à propriété canadienne |
|--|-----------------------|-----------------------|--|--|
| | | | | |
| Total, récupération tertiaire (Millions de baril) | 921 | 2,407 | 2,916 | 3,037 |
| méthode thermique (%) | 30 | 23 | 26 | 25 |
| injection de produits chimiques (%) | 10 | 3 | 3 | 6 |
| injection de produits miscibles (%) | 60 | 74 | 71 | 69 |
| Taux de production additionnelle (barils/jour) | | | | |
| 1986 | | 274,000 | 265,000 | 283,000 |
| 1991 | | 647,000 | 719,000 | 766,000 |
| Recettes non actualisées (millions de dollars 1978) | | | | |
| Gouvernement fédéral—Impôts | | 3,500 | 7,683 | 7,765 |
| —TRPG | | 0 | 3,519 | 3,660 |
| —Encouragements | | 0 | 0 | (1,073) |
| Total | | 3,500 | 11,202 | 10,352 |
| Alberta—Impôts | | 1,100 | 2,208 | 2,222 |
| —Redevances | | 5,900 | 10,391 | 10,764 |
| Total | | 7,000 | 12,599 | 12,986 |
| Secteur industriel—Coûts d'investissement | | 4,000 | 4,682 | 5,363 |
| —Coût des machines et du matériel | | 24,000 | 29,726 | 31,215 |
| —Net | | 8,500 | 11,516 | 12,743 |

[Text]

companies having a Canadian ownership rate of less than 50 per cent and therefore are entitled to no incentive payment. The last column is for Canadian firms that are entitled to a 20 per cent incentive payment.

The first indicator gives the total tertiary recovery. We see that the estimate in the pre-NEP condition at \$20 per barrel was 2.4 billion barrels from Alberta. The results show that under the NEP, for companies having COR less than 50 per cent, it increases to 2.9 billion barrels, and it further increases to 3 billion barrels if the COR is greater than 75 per cent.

The next three rows show the percentage share but each process of this total incremental recovery. We see that there is no dramatic change in the share of incremental oil produced by each method. There is an increase in the absolute magnitude of recovery by each process as we move from left to right across the page.

The next indicator is incremental production rate, and we picked out two years—one 1986, five years after initiation, and the next for 1991. We see that there is no significant difference in rates five years hence. However, we see significant increases in the two NEP cases 10 years hence.

The next indicator is the undiscounted revenue expressed in millions of 1978 dollars, each to the federal and Alberta governments and to industry. We do know that under the NEP, revenues to both the federal and Alberta governments and to industry are increased.

Clearly the results indicate that the overall impact of the NEP on the economic viability of EOR projects is positive. I would, point out, however, that the department does not necessarily endorse the magnitude of the predictions from the model. As we stated earlier, the purpose of this part of our submission was to present an objective evaluation of the NEP on enhanced oil recovery.

The Chairman: Thank you, gentlemen. It was stated that the result of the NEP is positive. I do not want you to comment on the statement made by the president of Gulf when he cancelled the Judy Creek contract. He did not seem to be in agreement with you.

Mr. Feldman: Under the assumptions of Dr. Prince's model, which has been described here before, the NEP has been positive. Some companies, including Imperial, who are operating Judy Creek, would probably state that some of the assumptions made by Dr. Prince are not realistic for that particular field. That would account for the difference.

Dr. Hea: I might add that there are two aspects to the Judy Creek situation. One is fiscal, as Max Feldman has just described. The other has been a downward estimate of the recovery factor from about an incremental 20 per cent to 14

[Traduction]

national. Dans la première, tous les projets sont exploités par des sociétés appartenant pour moins de 50 p. 100 à des Canadiens (ces sociétés n'ont donc pas droit aux encouragements). Quant à la dernière, il s'agit des sociétés canadiennes qui ont droit à un encouragement de 20 p. 100.

Le premier indicateur donne le total de la récupération assistée. Avant le programme énergétique national, à raison de \$20 le baril, l'estimation était de 2,4 milliards de barils en Alberta. Selon les résultats, en vertu du programme énergétique national, les sociétés appartenant à moins de 50 p. 100 à des Canadiens l'estimation est de 2,9 milliards de barils et 3 milliards de barils si la société appartient à des Canadiens à raison de plus de 75 p. 100.

Les trois lignes suivantes donnent le pourcentage de chaque méthode de récupération totale. Nous ne pouvons observer aucun changement radical dans la part de l'augmentation obtenue par chaque méthode utilisée, mais on remarque de gauche à droite, une augmentation des quantités récupérées au moyen de chaque procédé.

Le prochain indicateur est le taux de production additionnelle et nous avons choisi deux années, 1986, soit 5 ans après la mise en application et 1991. Il ne semble pas y avoir de différence considérable dans les taux d'ici cinq ans. Toutefois, nous constatons des augmentations considérables dans les deux cas qui tiennent compte du programme énergétique national, d'ici 10 ans.

Le prochain indicateur est celui des recettes non actualisées exprimées en millions de dollars de 1978, pour le gouvernement fédéral, le gouvernement albertain et l'industrie. Nous savons qu'en vertu du programme énergétique national, les recettes du gouvernement fédéral, du gouvernement albertain et de l'industrie augmentent.

Les résultats indiquent clairement que les répercussions générales du programme énergétique national sur la rentabilité des projets de récupération assistés du pétrole est positive. Toutefois, j'aimerais signaler que le ministère n'est pas nécessairement d'accord avec l'ampleur des prévisions du modèle. Comme nous l'avons dit plus tôt, le but de cette partie de ce mémoire est de présenter une estimation objective de l'influence du programme énergétique national sur la récupération assistée du pétrole.

Le président: Merci, messieurs. On a dit, je crois, que l'influence du programme énergétique national était positive. Je n'ose pas vous demander vos observations sur la déclaration faite par le président de la Gulf lorsqu'il a mis fin au contrat de Judy Creek. Il ne semblait pas abonder dans votre sens.

M. Feldman: D'après les hypothèses du modèle de M. Prince qui a déjà été décrit, le programme énergétique national a une influence positive. Certaines sociétés, y compris l'Impérial qui fait l'exploitation à Judy Creek, dirait probablement que certaines des hypothèses de M. Prince ne sont pas réalistes dans ce cas particulier. De là la différence.

M. Hea: J'aimerais ajouter qu'il faut considérer deux aspects en étudiant le cas de Judy Creek. Tout d'abord, il y a les considérations fiscales, dont Max Feldman vient de parler. Quant à l'autre, il s'agit d'une estimation du facteur de

[Text]

per cent. We have received that submission, as has the National Energy Board, and are currently studying it.

Senator Guay: Mr. Feldman, you used the word "undiscounted" revenue. Could it also have meant undisputed revenue?

Mr. Feldman: That is not the intended meaning.

Senator Guay: But is that what it really means, in the sense that, for example, companies are saying "That is our revenue. You are taking that figure." What do you mean by the words "undiscounted revenue"?

Mr. Feldman: If one were to receive \$20 in 1984, the undiscounted revenue would be \$20. If you were to discount it at, say, 10 per cent, it would be worth something less than that.

Senator Guay: With regard to page 27 of the brief, and also ith regard to a previous page, you refer to what Dr. Prince had said prior to the budget, that is that his figures were prior to the budget. It means that when you were making the evaluation on page 27, you took into consideration the budget. I am interested in that, and that is what you will be questioned on by me. What was the effect of the tax? You are one man who would know the effect of the tax. I have not yet been able to obtain an answer from anyone who has appeared before the committee to tell me exactly, in detail, what is the effect of the proposed budget, compared with what it was prior to the budget. I am speaking of the figures that Dr. Prince had given us. We have an outcry from the oil industry saying how bad it is. Perhaps you can explain it to me briefly. How bad, if I may use that word—I do not believe it was all that bad—was it? Are we being given a poor picture? What is the effect of the budget on the oil industry, whether it involves American or Canadian firms?

Mr. Feldman: What we have attempted to show on table 3.1 on page 27 is the overall impact on enhanced oil recovery projects. That takes into account not only the tax to which you referred, but it also includes the impact of the special tertiary reference price. We have not shown here the separate impact of the tax and then the separate impact of the price. We have shown you the overall impact.

Senator Guay: For someone who does not know anything about it, what is the impact of the tax? You have used the word "impact." What is the impact of the tax as a result of the new budget? It seems to me that all witnesses make reference to that; yet I do not know what it means. I have not had time to study it, and even if I did I would probably not know anything about it. Therefore I would like you to tell me, in plain words, using per barrel as an example, what is the effect on the firm. What is the effect on the company pertaining to the new budget, which just came out, compared with what it was before?

The Chairman: Mr. Feldman, could you give us a net-back to a company on an enhanced recovery project after the budget?

[Traduction]

récupération à la baisse, qui passe de 20 p. 100 à 14 p. 100. A l'instar de l'Office national de l'énergie, nous avons reçu ce mémoire et nous l'étudions.

Le sénateur Guay: Monsieur Feldman, vous avez utilisé l'expression recettes non actualisées. Peut-il s'agir également de recettes non contestées?

M. Feldman: Ce n'est pas ce qu'on a voulu dire.

Le sénateur Guay: Mais est-ce bien ce que cela veut vraiment dire, par exemple, les sociétés qui déclarent: «Voilà nos recettes, voilà ce dont vous parlez». Qu'entendez-vous par «recettes non escomptées»?

M. Feldman: Si vous deviez recevoir \$20.00 en 1984, vos recettes non escomptées seraient de \$20.00. Si vous l'escomptez à, disons 10 p. 100, la valeur sera moindre.

Le sénateur Guay: D'après la page 27 de votre mémoire et une page précédente, vous faites référence à ce que M. Prince a déclaré avant le dépôt du budget, à savoir que ces chiffres étaient antérieures à l'établissement du budget. Cela signifie que lorsque vous avez fait l'évaluation donnée à la page 27, vous avez tenu compte du budget. Cette question m'intéresse et c'est à ce sujet que j'ai l'intention de vous interroger. Quelle incidence a eu l'imposition de la taxe? Vous devriez le savoir. Nous n'avons pas encore reçu de témoin qui ait pu me dire exactement et dans le détail quelle est l'incidence du budget sur les chiffres que M. Prince nous a donnés. L'industrie du pétrole s'est élevée contre les mesures contenues dans le budget. Vous pourriez peut-être m'expliquer rapidement comment le budget a pu affecter l'industrie, bien qu'encore, je n'en sois pas persuadé. Sommes-nous bien renseignés? Quelle incidence peut avoir le budget sur l'industrie du pétrole, qu'elle soit contrôlée par des Américains ou des Canadiens?

M. Feldman: Avec le tableau 3.1 de la page 27, nous avons essayé de montrer l'incidence totale du budget sur les projets de récupération assistée. Nous tenons compte non seulement de la taxe que vous avez mentionnée, mais également du prix de référence spécial des projets de récupération tertiaire. Nous n'avons pas fait de distinction entre l'incidence de la taxe et celle du prix. Nous vous avons montré l'incidence globale.

Le sénateur Guay: Pour un non-initié, quelle incidence a la taxe? Vous avez utilisé le mot «incidence». Quelle est l'incidence de la taxe qui découle du nouveau budget? Il me semble que tous les témoins en parlent et pourtant je ne comprends pas ce que cela signifie. Je n'ai pas eu le temps de me pencher sur cette question et même si j'avais eu le temps, je n'aurais probablement pas compris. Par conséquent, j'aimerais que vous m'expliquiez en langage simple et en donnant un exemple du prix par baril, comment le budget touche les sociétés pétrolières. Comment la situation a-t-elle changé?

Le président: Monsieur Feldman, vous pourriez nous donner une idée des retours nets qui revenaient à une société avant le dépôt du budget et des mêmes retours nets sur un projet de récupération assistée après le dépôt du budget.

[Text]

Senator Guay: I know what a net-back might possibly be, but I want to know what is the effect of the budget being a disincentive rather than an incentive, as some witnesses have told us. What is the difference? Is the company losing 5 per cent or 10 per cent, or is it making a profit as a result of the new budget? Then there is the point of: Canadian ownership against the American ownership.

Mr. Tough: Mr. Chairman, I can try to respond to that in general terms. In one respect the answer is quite straightforward. It is that the tax takes 8 per cent net of operating costs off the per barrel return of the individual producer and therefore of the industry. In the document setting out the National Energy Program, we had a table showing the impact of the petroleum gas revenue tax on what we call oil net-backs and on gas net-backs. To give you an example, if it would be helpful, if you look at 1981, you see a wellhead price of \$18.25, which is an average. Out of that the petroleum and gas revenue tax takes \$1.32. Then you have operating costs of \$1.78, royalties of \$7.86, and the producer is left with \$7.29 out of \$18.25, so that is one way of calculating it.

Senator Guay: What you are saying is that his profit is less 8 per cent?

Mr. Tough: Yes, that is correct.

Senator Guay: So that is an 8 per cent loss actually, taking that into consideration, and in view of the fact that since that time there has been a considerable increase of the price per barrel, therefore, it changes the whole picture. It is not a loss of 8 per cent at all but an entire gain if that is the case, because if a barrel was \$14 then and now is \$28, 8 per cent does not mean a damn thing any more. Am I right in making that conclusion?

Mr. Tough: Well, senator, it still means a great deal to the individual company. I guess the issue is whether the higher price, which is offered for enhanced oil recovery—a price which is nearly double the price which is offered for conventional oil—plus the incentives offered to Canadian firms of up to 20 per cent of the investment costs offset the petroleum and gas revenue tax impact. The conclusions from the research that Mr. Feldman has done essentially indicate that the answer is yes, that in fact the company in those circumstances and under those assumption is better off under the new system with the petroleum and gas revenue tax, the higher price and the new incentives than they were under the old regime.

I might add that that is consistent with the testimony given by representatives of Husky Oil before the National Energy Board two days ago. That submission, I think, is available for public scrutiny. I think that was their conclusion.

Senator Guay: It is my feeling that some companies—I used to use the word tapping a well or leaving a well sleeping—knowing very well that the price of oil is going up and they are not in any hurry to rush into that particular well although it

[Traduction]

Le sénateur Guay: Je sais ce qu'un retour net peut être, mais je veux savoir comment le budget peut être le contraire d'un encouragement, comme certains témoins l'on fait valoir. Quelle est la différence? Une société pétrolière perd-elle 5 ou 10 p. 100 de son revenu, ou fait-elle plus de profits dans le cadre du nouveau budget? Il y a aussi la question du contrôle canadien et du contrôle américain.

M. Tough: Monsieur le président, je peux essayer de répondre à cet question en termes généraux. D'une certaine façon, la réponse est assez directe. C'est que la taxe prend 8 p. 100 des recettes nettes d'exploitation relatives à la production de chaque baril de pétrole et, par extension, 8 p. 100 des recettes nettes de l'industrie. Dans le document décrivant le Programme énergétique national, nous donnons un tableau montrant l'incidence de la taxe sur les recettes pétrolières et gazières, sur ce que nous appelons le retour net du pétrole et du gaz. Pour vous donner un exemple, si nous regardons à l'année 1981, on donne comme prix moyen à la tête du puit \$18.25. De cette somme, la taxe sur les recettes pétrolières et gazières représente \$1.32. Il faut ensuite enlever les coûts d'exploitation, \$1.78, les redevances, \$7.86 ce qui laisse aux producteurs \$7.29 de ces \$18.25. C'est une façon de calculer.

Le sénateur Guay: Ainsi vous dites que le profit est inférieur à 8 p. 100?

M. Tough: Oui, c'est cela.

Le sénateur Guay: Alors, en réalité, c'est une perte de 8 p. 100. En tenant compte de cela et en n'oubliant pas que depuis, le prix du baril a augmenté considérablement, je vois que tout change. Ce n'est pas du tout une perte de 8 p. 100 mais un gain complet si tel est le cas, car si un baril coûtait \$14.00 à l'époque et qu'il coûte maintenant \$28, un impôt de 8 p. 100 ne signifie pas la même chose. Ma conclusion est-elle juste?

M. Tough: A vrai dire, sénateur, cela signifie encore beaucoup pour les sociétés. Il s'agit de savoir si un prix plus élevé, qui est offert pour le pétrole récupéré par des moyens assistés, et ce prix est près du double de celui offert pour le pétrole conventionnel, il s'agit donc de savoir si ce prix plus élevé auquel s'ajoutent les encouragements offerts aux sociétés canadiennes, qui sont de l'ordre de 20 p. 100 des coûts d'investissement, compensent l'incidence de la taxe sur les recettes pétrolières et gazières. D'après les recherches qu'a faites M. Feldman, il semblerait qu'en fait, les sociétés dans ces cas et dans ce contexte seront en meilleure position qu'auparavant grâce au nouveau système de taxe sur les recettes pétrolières et gazières, aux prix plus élevés et aux nouveaux encouragements.

J'ajouterai que cette déclaration est conforme au témoignage donné par les représentants de la société Husky Oil à l'Office national de l'énergie il y a deux jours. Je crois que leur mémoire à été rendu public et que telles étaient leurs conclusions.

Le sénateur Guay: J'ai l'impression que certaines sociétés—je disais auparavant qu'elles «délaissaient» un puits—savent très bien que le prix du pétrole va monter et qu'elles ne sont pas pressées d'exploiter ce puits, bien qu'il puisse contenir de

[Text]

could offer good resources and be a good paying proposition are waiting for the time when there will be higher prices for oil. I would say it is all part and parcel of their game, in my way of thinking. In other words, a company could very well delay recovering certain oil wells because of the anticipation of higher prices. Has your group felt that this situation was possible, that this sort of thing was going on?

Dr. Hea: I would say, senator, that historically companies have always brought their production on stream as quickly as they could because, frankly, the loss of interest on money invested is always greater than the anticipated rise in wellhead price.

Perhaps senator, I might refer to another point on Table 3(1) to remind us all that the bulk of the enhanced oil recovery is coming from the missible share, and this is typically a high-grade oil that will qualify for the quality differential. So that, on average, the enhanced oil recovery barrel will be, as of January 1, 1981, about \$32 per barrel. That is taking the basic price supplement of the \$30 for the 15 API gravity crude, and taking into account the quality differential bringing it up to \$32. This is sufficient to offset the 8 per cent PGRT tax.

Senator Guay: I am going to follow up the 8 per cent because I believe that while we were discussing the 8 per cent and even though I brought that with the price of oil going higher as shown, it is not a loss really, but a gain, in my opinion. Would the incentive provided by the federal government in the recent budget not override entirely the 8 percent that we are talking about because they would qualify for the incentive again? The incentive that you take spoken about was some 20 per cent and higher. What we have been talking about, including what you just mentioned, on the \$32 a barrel, still entitles them to the incentive under the budget.

Mr. Tough: I think a great deal depends on what you assume about the behaviour of the company that is hit by the new tax. If that company does not reinvest progressively, then, of course, it does not qualify for the incentives, so that it is certainly going to be hit very hard because it will not have any compensating payments from the Government of Canada to offset the impact of the petroleum and gas revenue tax.

Senator Guay: Would it not be to their advantage to reinvest with the incentives?

Mr. Tough: That is the objective. The other factor, of course, which is obvious to you from examining the structure of the incentives, is that the ownership structure of the company matters. It is quite clear from both the analysis presented by Mr. Feldman and other analyses that, certainly, the balance has been moved in favour of Canadian companies. A Canadian company reinvesting as much as a foreign company is going to do better. It is going to have more of an offset against the petroleum and gas revenue tax than would its foreign counterpart.

[Traduction]

bonnes réserves et être rentable; je dis donc que certaines sociétés attendent peut-être que les prix montent. J'ajouterais qu'à mon avis, cela fait partie des règles du jeu. Autrement dit, une société pourrait reporter la récupération du pétrole de certains puits en attendant que montent les prix. Les membres de votre groupe se sont-ils déjà penchés sur cette éventualité?

M. Hea: Je dirais, sénateur, qu'historiquement, les sociétés ont toujours exploité leurs puits aussi rapidement que possible car, à vrai dire, les pertes d'intérêt sur les sommes investies sont toujours supérieures aux hausses prévues du prix à la tête de puits.

Je pourrais peut-être, sénateur, faire référence à un autre point du tableau 3.1 pour nous rappeler que la majorité du pétrole récupéré par des moyens assistés est obtenu par le recours à des substances missibles, qu'il est d'une grande qualité qu'il pourra faire l'objet d'une majoration de prix due à la différence de qualité. Ainsi, le prix moyen d'un baril de pétrole obtenu par récupération assistée sera, au 1^{er} janvier 1981, d'environ \$32. Nous en arrivons à ce prix en prenant le supplément du prix de base de \$30 pour le brut de densité 15° API et en y ajoutant la différence de qualité, ce qui nous donne \$32. Cela suffit à compenser la taxe de 8 p. 100 sur les recettes pétrolières et gazières.

Le sénateur Guay: Je vais encore poser une question sur les 8 p. 100 car, bien que nous ayons discuté de cette taxe j'ai indiqué que malgré les prix du baril plus élevés, je ne croyais pas vraiment à une perte. Est-ce que l'encouragement offert par le gouvernement fédéral dans son récent budget ne fera pas complètement disparaître la taxe de 8 p. 100 dont nous parlons car les producteurs pourraient recevoir encore une fois cet encouragement? Vous avez parlé d'un encouragement de l'ordre de 20 p. 100 ou plus. Ce dont nous avons parlé, y compris ce que vous avez mentionné, à propos du prix de \$32 le baril, donne encore droit aux producteurs de recevoir l'encouragement.

M. Tough: Je crois que cela dépend beaucoup de vos hypothèses sur le comportement de la société frappée par la nouvelle taxe. Si cette société n'investit pas régulièrement, elle ne peut pas recevoir d'encouragement; ainsi, elle sera durement frappée car elle ne recevra pas de paiement compensatoire du gouvernement du Canada pour annuler l'incidence de la taxe sur les recettes pétrolières et gazières.

Le sénateur Guay: Il serait donc avantageux pour cette société de faire des investissements avec les encouragements?

M. Tough: C'est le but que nous visons. L'autre facteur, évidemment, celui qui vous saute aux yeux si vous examinez le système des encouragements, est une question d'une certaine importance. Il importe de savoir à qui appartient la société. Il est évident d'après l'analyse présentée par M. Feldman et d'autres analyses que les sociétés canadiennes sont favorisées. Une société canadienne qui réinvestit autant qu'une société étrangère recevra plus. La société canadienne sera mieux compensée de la taxe sur les recettes pétrolières et gazières qu'une société étrangère.

[Text]

Senator Thériault: Mr. Chairman, I am not at all surprised at the way the national energy program is presented by the proponent, that is, the department and the company, but what does surprise me is when I look at the figures put out by the province of Alberta as to the percentage of increase in federal revenue and the decrease in their own revenue, those figures that I have seen do not jibe at all. How do you explain that?

The Chairman: I do not think the question is fair to the witness, senator.

Senator Thériault: Well, who is supposed to answer those questions?

The Chairman: I think Mr. Lalonde will have to answer that question for you. These gentlemen are here to explain the policy, not to defend it.

Senator Thériault: I think it is part of explaining the policy. If it is not a political explanation, there must be a factual explanation.

The Chairman: There is an explanation but it would have to be given to you by Mr. Lalonde, not by public servants.

Senator Guay: The witness might be willing to give us an answer, Mr. Chairman.

Mr. Tough: I can make a couple of remarks. It is clear that different numbers are coming from different sources. That is not a new situation. There are essentially two issues: One is the size of the numbers, and the second is which compartment they should be put in. There is a difference of view between the two levels of government as to the size of the numbers and they are based essentially on differences of professional opinions as, for example, the future course of world oil prices and, therefore, the course of natural gas export prices. That is one example.

The other issue is whether in fact we include petroleum production revenues accruing from the Government of Canada certain charges which historically we have not included in that side of the ledger. That is the summary—and I do not wish to make any editorial comments on that—of the reasons for the differences between the two positions.

Senator Thériault: Thank you very much for your answer. It is not partisan political answer, but it is the best political answer I have heard.

Senator Rowe: I have a supplementary to Senator Thériault's question. Having been a civil servant myself at one time, I appreciate the position that one can find oneself in. On page 2 it says that producing provinces will continue to have a share of oil and gas revenues that is higher than in any other state or province or any other petroleum-producing nation in the world. The Alberta government will receive an estimated \$100 billion in oil and gas revenues over the 1980 to the 1990 period and so on. Does Alberta agree with that figure? As a matter of fact, it either accepts that figure or it does not.

[Traduction]

Le sénateur Thériault: Monsieur le président, je ne suis pas surpris de la façon dont le Programme énergétique national a été présenté par votre ministère et l'Office, mais ce qui m'étonne, c'est lorsque je compare les chiffres publiés par la province de l'Alberta montrant une augmentation du revenu du gouvernement fédéral et une réduction du revenu de la province; les chiffres que j'ai vus ne correspondent pas du tout. Comment expliquez-vous cela?

Le président: Je ne crois pas que le témoin soit ici pour répondre à cette question, sénateur.

Le sénateur Thériault: Alors qui est censé répondre à cette questions?

Le président: Je crois qu'il reviendrait à M. Lalonde de répondre à cette question. Les témoins sont ici pour expliquer la politique, non pour la défendre.

Le sénateur Thériault: Je crois que la réponse à ma question expliquerait la politique. A défaut d'une explication de politicien, il doit exister une explication de fait.

Le président: La politique peut vous être expliquée, mais il revient à M. Lalonde de le faire, pas aux fonctionnaires.

Le sénateur Guay: Les témoins sont peut-être disposés à nous répondre, monsieur le président.

M. Tough: Je peux faire deux observations. Il est évident que chaque source donne ses chiffres propres. Ce n'est pas nouveau. Il y a dans cela deux points à régler: premièrement l'importance des chiffres et deuxièmement la rubrique sous laquelle ces chiffres doivent être inscrits. Les deux paliers gouvernementaux ne s'entendent pas quant à l'importance des chiffres, lesquels se fondent essentiellement sur les différences entre opinions de spécialistes quant au prix futur mondial du baril de pétrole et à la courbe des prix du gaz naturel à l'exportation. C'est un exemple.

Quant au deuxième point, il s'agit de savoir si, de fait, nous incluons dans les recettes découlant de la production du pétrole revenant au gouvernement du Canada, certains coûts qui ne l'étaient pas auparavant. Voilà en résumé les raisons des différences entre les deux opinions. Je ne désire pas faire de commentaire personnel à ce sujet.

Le sénateur Thériault: Je vous remercie chaleureusement de votre réponse. Vous ne nous avez pas donné une réponse de partisan politique, mais c'est la meilleure réponse politique que j'ai jamais entendue.

Le sénateur Rowe: J'aurais une question supplémentaire à la question du sénateur Thériault. Ayant déjà été moi-même fonctionnaire, je vois bien dans quelle situation les témoins peuvent être. Il est dit à la page 2 de votre mémoire que les provinces productrices continueront de recevoir une plus grande partie des recettes pétrolières et gazières que toute autre province et que tout autre pays producteur dans le monde. On prévoit que le gouvernement de l'Alberta recevra, entre 1980 et 1990, quelque \$100 milliards en recettes pétrolières et gazières. Les Albertains sont-ils d'accord avec ces chiffres?

[Text]

Mr. Tough: My only answer would be that that is a question that would have to be put to Alberta. I do not think I am in a position to respond on their behalf to that kind of a question.

Senator Rowe: I was wondering whether Alberta itself had made some sort of public statement on it that I was not aware of. I got the impression that, generally, Alberta does not accept the figures that the government of Canada is offering us.

Mr. Tough: I would not wish to comment on Alberta's position. I would observe, however, that the material—I believe I am correct in this—which they have made public did not carry out the revenue share numbers beyond, I believe, 1984. It is not clear to me whether they have taken an official position or not.

Senator Rowe: There are no public figures that you know of and rely on?

Mr. Tough: That is correct.

Senator Guay: If the government of Albert has not signed an agreement yet with the federal government, are they nevertheless benefiting from the new tax revenue, or any tax revenue, for that matter, at the moment? Or is that aspect being held in abeyance? I understand they have not come to term yet.

The Chairman: I do not understand your question, senator.

Senator Guay: I understand that Alberta has not signed any agreement with the federal government relating to any kind of terms at the moment. They have been presented with some kind of submission, but they have not, to my knowledge, agreed to it. While the government of Alberta has not agreed with the federal government, are they nevertheless receiving a share of the tax, or any revenue from it, or is that aspect of the matter being held in abeyance in the interim?

Mr. Tough: Senator, the price changes that were included in the national energy program, and the taxes that were put in place for the federal government are taking effect, and I would anticipate that there is no reason to expect other than that the province will get the royalties that it always would have on the prices established in the national energy program.

Senator Guay: So whether they agree with the federal government or not it is applicable.

Mr. Tough: Yes.

Senator Thériault: I am concerned, like everybody else, naturally, about the fact that there is no agreement between the provinces and the federal government. My question is, are we to assume that if there is to be an agreement, say under your terms, or modified terms, that the projects that are being held up, that we hear about from different consortia and companies in the heavy oil or oilsands sector, would they still be held up by the companies? Do you have any answer to that question?

The Chairman: I think, Senator Thériault, that we are out of bounds there. Our terms of reference are not to examine the national energy policy, as we seem now to be doing. We are confined to examining enhanced recovery of oil.

[Traduction]

M. Tough: Ma seule réponse, c'est qu'il faut poser cette question aux Albertains. Je ne crois pas être en position de répondre en leur nom à ce genre de question.

Le sénateur Rowe: Je me demandais si l'Alberta avait fait une déclaration publique à ce sujet. J'ai l'impression qu'en règle générale, le gouvernement de l'Alberta n'accepte pas les chiffres que publie le gouvernement du Canada.

M. Tough: Je ne veux pas faire de commentaire sur la position de l'Alberta. Je ferai remarquer cependant que les documents, et je crois avoir raison à ce sujet, qu'a publiés le gouvernement de l'Alberta ne donnaient pas de prévisions au-delà de 1984 je crois. Je ne me rappelle pas si le gouvernement de l'Alberta a adopté une position officielle.

Le sénateur Rowe: A votre connaissance, aucun chiffre n'a été publié sur lesquels vous pouvez vous fier?

M. Tough: Non.

Le sénateur Guay: Si le gouvernement de l'Alberta n'a pas encore signé d'entente avec le gouvernement fédéral, profite-t-il quand même à l'heure actuelle de la nouvelle taxe sur les recettes ou de toute autre taxe ou est-ce que la question n'est pas encore réglée? Je crois savoir que les deux gouvernements ne se sont pas encore entendus.

Le président: Je ne comprends pas votre question, sénateur.

Le sénateur Guay: Je crois savoir que le gouvernement de l'Alberta n'a pas encore signé d'entente avec le gouvernement fédéral sur les conditions. Le gouvernement de l'Alberta a reçu un mémoire mais, à ma connaissance, il ne l'a pas encore accepté. Tant que le gouvernement de l'Alberta ne se sera pas entendu avec le gouvernement fédéral, recevra-t-il une partie de la taxe ou est-ce qu'on attend que la question soit réglée?

M. Tough: Sénateur, les modifications de prix prévues dans le Programme énergétique national et les taxes prévues pour le gouvernement fédéral sont appliquées et je ne crois pas que la province recevra des redevances autres que celles qu'elle a toujours reçues sur les prix prévus dans le Programme énergétique national.

Le sénateur Guay: Ainsi il importe de savoir si les deux gouvernements s'entendent.

M. Tough: Oui.

Le sénateur Thériault: J'aimerais, naturellement comme tout le monde que les provinces s'entendent avec le gouvernement fédéral. Voici ma question; s'il doit y avoir une entente, selon vos conditions ou d'autres, pouvons-nous supposer que les projets qui sont retardés, ces projets prévus par les différents consortiums et sociétés dans le domaine du pétrole lourd et du pétrole provenant des sables pétrolifères, pouvons-nous supposer que les sociétés les retarderont encore? Pouvez-vous répondre à cette question?

Le président: Sénateur Thériault, je crois que nous sortons du sujet. Notre mandat n'est pas d'examiner la politique énergétique nationale comme nous semblons le faire maintenant, mais bien la récupération assistée du pétrole.

[Text]

Senator Thériault: My question, surely, is in connection with enhanced recovery, is it not?

Mr. Tough: Mr. Chairman, if I may address specifically the question of enhanced recovery, I mentioned, and I believe Dr. Hea confirmed, that we have offered a special incentive price for enhanced oil recovery, and have taken the view that we require the full co-operation of the provincial authorities in making that available to the industry. I guess it is fair to observe, therefore, that the sooner we reach agreement with the provinces, the better, so that we can start providing that incentive to the industry. In the absence of that agreement it would be very difficult for us to do so.

The Chairman: Have you made overtures to the provinces with respect to this agreement on this program?

Mr. Tough: I think it is a matter of public record, Mr. Chairman, that there have been discussions since the announcement of the national energy programs as a budget document. There have been contacts at the official level, mainly addressing the kinds of questions senators have raised about the numbers, trying to develop some reconciliation as to why there are these wide differences between us on these numbers, and to explore issues such as tertiary recovery.

The Chairman: With regard to the administration of an enhanced recovery project, it would have to be approved at the provincial level by the provincial minister, and at the federal level by the Minister of Energy, Mines and Resources, in order to qualify for the benefits, would it?

Mr. Hea: That is correct, yes.

The Chairman: It would have to be a two-way arrangement.

Dr. Hea: It would have to be approved by the province, and then it would receive consideration by the federal government.

The Chairman: If I may go on to page 3, having in mind the lead-time required with respect to tertiary recovery projects, and the huge capital investment that must be made over that period of seven to ten years, and bearing in mind the risks involved in tertiary recovery, I notice that in 1989 there is very little differential between conventional oil and tertiary recovery. I am wondering, if I had \$1 million to invest today, having regard to the risks, and so on, what real incentive there would be there.

Mr. Tough: If I may make an initial observation, Mr. Chairman, we have tried to be as specific as we could in terms of oil gravity. As you know, there is a differential between the price at the wellhead for different gravities of oil, or, if you like, from a layman's perspective, for different qualities of oil. The middle column there talks about tertiary recovery oil of 15 API gravity. The right-hand column talks about conventional oil of 38 API gravity. In other word, you are comparing, in certain respects, apples and oranges, so the expectation would be that perhaps in 1989 you would be offered \$58.20 for 15 API gravity by tertiary recovery methods, and \$56.25 for 38 API gravity by conventional recovery methods. The point is, however, and that is what we tried to address in the footnote here, that we expected the development of a price differential

[Traduction]

Le sénateur Thériault: Ma question ne se rapporte-t-elle pas à la récupération assistée?

M. Tough: Monsieur le président, si vous me permettez de traiter de la question de la récupération assistée, j'ai dit précédemment, et je crois que M. Hea l'a confirmé, que nous avons offert un prix spécial d'encouragement pour le pétrole extrait par des méthodes assistées et nous avons exprimé l'opinion que nous avons besoin de la pleine collaboration des gouvernements provinciaux pour offrir ces prix spéciaux à l'industrie. Je crois qu'on peut dire qu'en conséquence, il vaut mieux en arriver rapidement à une entente avec les provinces afin de pouvoir offrir cet encouragement à l'industrie. Sans entente, il sera très difficile de le faire.

Le président: Avez-vous parlé aux provinces de cette entente sur le programme?

M. Tough: Je crois que le public sait qu'il y a eu des discussions depuis l'annonce du Programme énergétique national lors du dépôt du budget. Des fonctionnaires se sont rencontrés pour se pencher principalement sur le genre de questions qu'ont soulevées les sénateurs sur les chiffres; les fonctionnaires ont essayé de comprendre pourquoi il y a des écarts entre les chiffres et ils se sont également penchés sur d'autres questions, notamment la récupération tertiaire.

Le président: Pour ce qui est de la gestion d'un projet de récupération assistée, ce projet doit être d'abord approuvé par le ministre de la province et, au niveau fédéral, par le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources afin de pouvoir recevoir les encouragements.

M. Hea: En effet.

Le président: Ainsi, c'est une entente bilatérale.

M. Hea: Le projet doit être approuvé par la province avant d'être étudié par le gouvernement fédéral.

Le président: Si je me reporte à la page 3, je constate que, malgré les risques élevés, les investissements énormes et les délais allant de 7 à 10 ans qui caractérisent les projets de récupération tertiaire, les prévisions pour 1989 font état de très peu de différences entre les méthodes de récupération classiques et celles de récupération tertiaire du pétrole. compte tenu de tous ces facteurs, je me demande si je serais vraiment intéressé à investir dans ce domaine à l'heure actuelle.

M. Tough: J'aimerais d'abord souligner, monsieur le président, que nous avons essayé d'être aussi précis que possible en ce qui concerne la densité du pétrole. Comme vous le savez, les prix à la tête de puits varient selon la densité et la qualité du pétrole. La colonne du centre porte sur les méthodes de récupération tertiaire de pétrole dont la densité est de 15 degrés API. La colonne de droite concerne les réserves de pétrole conventionnelles d'une densité de 38 degrés API. En d'autres termes, on compare jusqu'à un certain point des pommes et des oranges, et en 1989, on vous offrira peut-être \$58.20 pour le pétrole d'une densité de 15 degrés API extrait selon des méthodes de récupération tertiaire et \$56.25 pour le pétrole de 38 degrés extrait selon les méthodes classiques. Nous avons toutefois essayé de préciser dans la note en bas de

[Text]

based on quality differences, and that it was quite conceivable that in fact it would be a substantial difference. For example, if we may get theoretical for a moment, if we were talking about conventional oil on the right-hand side of 15 API gravity, it would by no means have the same price in 1989 that the 38 API would. It would be substantially less. I think, therefore, that our general conclusion is—and we might note that this is an issue we would anxiously like to discuss with the provinces—there certainly would be a premium paid for tertiary recovery as opposed to oil recovered by conventional methods of the same quality. Does that help you, Mr. Chairman? There would always be a premium for the process of tertiary recovery.

Dr. Hea: That is correct.

Senator Yuzyk: The prices are going up astronomically, and I am just wondering what is going to happen if the OPEC prices ever fall to a level lower than ours here. What is the situation going to be in Canada in those circumstances, and on the world market?

Mr. Tough: Well, I guess, senator, we have come to a different view from that of those who would espouse the notion of a collapse of the OPEC price. I think one of the central thrusts, certainly, in the national energy program is that you do have a disorderly market out there, that you do have a fundamental disequilibrium between supply and demand. You have a situation where relatively minor incidents, in retrospect, can have a disproportionate effect on world price, and we have forecast consistently in our department world price developments which have proved to be enormously optimistic. We are now forecasting, for purposes of the basis of the national energy program, that the OPEC price will continue to escalate at 2 percentage points above the U.S. inflation rate. We believe that that is optimistic.

There is room for surprises, of course, but it does not look as if there is anything that is going to come along, certainly over the decade, that is going to reverse the trend towards high prices in terms of OPEC. We cannot see that collapse coming.

As you know, in addition, while you observe that these oil price increases are astronomical, and indeed, they certainly are major oil price increases, if there were another column here which set out what our estimate was of the international price, you would see that we are still substantially below that international price.

Senator Yuzyk: Have the OPEC countries projected their prices for the following decade?

Mr. Tough: Not that we are aware of.

Senator Yuzyk: In other words, you are making your own interpretations and estimates of possible increases in oil, regardless of the fact that we may have other oil finds that may sometimes stop this steady rise in the price of oil.

Mr. Tough: Yes, sir, and we would like to be wrong on that score because we see nothing good either from Canada's point of view or from the point of view of the world economy in those kinds of oil price increases. We wish they had been steady, but in fact they have not been steady. It has been like a

[Traduction]

page que nous prévoyons l'établissement de prix variables fixés en fonction de la qualité du pétrole, et il est tout à fait possible que les écarts soient assez prononcés. Par exemple, si nous nous en tenons à la théorie, il est certain que le pétrole d'une densité de 15 degrés API récupéré selon les méthodes classiques sera beaucoup moins cher en 1989 que celui d'une densité de 38 degrés API. Nous avons donc conclu, et je dois préciser que nous aimerions grandement en discuter avec les provinces, que le pétrole extrait selon des méthodes de récupération tertiaire serait payé plus cher que le pétrole de qualité comparable extrait selon les méthodes classiques. Ces précisions vous éclaireront-elles, monsieur le président? Une prime serait versée aux spécialistes de la récupération tertiaire.

M. Hea: C'est exact.

Le sénateur Yuzyk: Les prix grimpent en flèche et je me demande ce qu'il adviendrait si les prix de l'OPEP devaient tomber à un niveau inférieur au nôtre. Dans ces circonstances, quelle serait la situation au Canada et sur le marché mondial?

M. Tough: Je crois, sénateur, que nous en sommes venus à des conclusions différentes de celles des spécialistes qui prévoient une chute des prix de l'OPEP. Je crois que le point capital, pour notre programme énergétique national, c'est que le marché mondial est instable et qu'il existe un déséquilibre marqué entre l'offre et la demande. Dans la situation actuelle, des incidents mineurs peuvent avoir des répercussions énormes sur les prix mondiaux, et les prévisions que nous avons établies au ministère à propos des fluctuations du prix mondial se sont avérées extrêmement optimistes. Ainsi, pour l'établissement du programme énergétique national, nous avons prévu que les prix de l'OPEP continueraient de monter à un taux dépassant de 2 p. 100 celui de l'inflation aux États-Unis. Nous croyons faire preuve d'optimisme.

Des surprises peuvent évidemment survenir, mais je ne crois pas qu'au cours de la prochaine décennie, la tendance à la hausse des prix de l'OPEP sera inversée. Nous ne prévoyons pas encore une chute des prix.

Bien que vous puissiez remarquer que ces augmentations des prix du pétrole sont fulgurantes, et elles le sont effectivement, si nous avons établi une autre colonne faisant état de nos prévisions concernant le prix mondial, vous constateriez que nous sommes bien en deça de ce prix.

Le sénateur Yuzyk: Les pays membres de l'OPEP ont-ils établi des prévisions sur les fluctuations de leurs prix au cours de la prochaine décennie?

M. Tough: Pas que je sache.

Le sénateur Yuzyk: En d'autres termes, vous proposez votre propre version des événements à venir sans tenir compte du fait que nous pouvons faire des découvertes qui pourraient peut-être freiner cette hausse constante des prix du pétrole.

M. Tough: Oui, et nous aimerions que les événements nous donnant tort, car selon nous, ces augmentations des prix du pétrole ne présagent rien de bon, ni pour le Canada, ni l'économie mondiale. Nous aurions voulu que ces augmentations soient progressives, mais elles ne l'ont pas été. C'est une

[Text]

roller coaster. Last year we had a 130 per cent increase in the world price of oil imported into Montreal from overseas. We now have relative stability. The question is when will it move again.

Senator Yuzyk: If the prices level off at all, according to your program would you be prepared to revise your prices accordingly?

Mr. Tough: That question is in general terms and should probably be put to the minister. However, I will draw your attention to a statement in the national energy program which, if I recall correctly, makes a commitment that at no time will the blended price in Canada exceed 85 per cent of the Chicago or international price, whichever is lower. That is just an observation.

Senator Rowe: Mr. Chairman, I am rather intrigued by the Iranian situation with respect to oil. Because of the instability in Iran, Iran's oil production has been seriously cut back in the last couple of years. The war between Iraq and Iran has also had a serious effect on Iranian oil production, but even beyond that it has, we have been led to believe, done serious damage to Iran's productive capacity. Is any of that damage relatively permanent?

Now that the hostage situation is about to be settled, undoubtedly efforts will be made at the international level to try to settle the dispute between Iran and Iraq. If that dispute could be settled tomorrow, how long would it be before Iran could get back into normal production, the production it had two or three years ago? Assuming it did get back into normal production, would the increase in production have any effect on oil pricing in Canada? Certainly, in Saudi Arabia right now they are producing at a higher rate than they can sell and could undoubtedly produce more than they are actually producing at this point.

Could I have your comments on those questions, please?

Dr. Hea: Mr. Chairman, I do not think we can make a detailed comment on that. I can say that in most of the oil industry, centres such as Houston, Calgary and others already have on their drawing boards the necessary repairs to bring the situation back to normal in Iraq and in Iran in terms of the current war. It has been estimated that it will take from one to two years to repair all of that damage.

However, for the broader question of Iran in terms of things they have failed to do in order to maintain optimum production, I do not think anyone has a good estimate of how long it would take, because we do not know the degree of damage.

The Chairman: Mr. Tough, I should like to go through the incentives with you slowly. The first one we have is your \$30 a barrel for improved enhanced recovery. What do you have to say about that?

Mr. Tough: We would expect that oil recovered by tertiary methods will receive a higher price taking into account the supplement than will similar oil recovered by conventional

[Traduction]

montée en flèche. L'an dernier, le prix du pétrole étranger importé à Montréal a augmenté de 130% et il est maintenant relativement stable. Le problème est de déterminer quand il augmentera de nouveau.

Le sénateur Yuzyk: Si les prix demeuraient stables, seriez-vous disposés, dans le cadre de votre programme, à réviser vos prix en conséquence?

M. Tough: Cette question est de nature générale et devrait probablement être posée au ministre. Toutefois, je porte à votre attention un passage du programme énergétique national qui prévoit, si je me rappelle bien, que le prix pondéré au Canada ne devra en aucun cas être supérieur à 90% du prix de Chicago ou du prix mondial, selon le plus bas des deux. C'est là une simple observation.

Le sénateur Rowe: Monsieur le président, la situation en Iran me préoccupe en ce qui concerne le pétrole. A cause de son instabilité, ce pays a grandement réduit sa production de pétrole au cours des deux dernières années. La guerre irakienne a également eu des effets néfastes sur la production et qui plus est, on nous a laissés entendre que ce conflit avait eu de graves répercussions sur la capacité de production de l'Iran. Une partie de ces dommages est-elle relativement permanente?

Maintenant que la crise des otages est sur le point de se dénouer, la communauté internationale tentera sans doute de convaincre l'Irak et l'Iran de régler leur différend. Si la crise prenait fin demain, dans combien de temps l'Iran pourrait-il revenir à un niveau de production normal, celui d'il y a deux ou trois ans? En supposant que ce niveau soit atteint, la hausse de la production aurait-elle une influence sur la fixation des prix du pétrole au Canada? Il est certain qu'à l'heure actuelle, l'Arabie Saoudite produit plus de pétrole qu'elle ne peut en vendre et elle pourrait même en produire davantage.

Pourrais-je avoir vos commentaires à ce sujet?

M. Hea: Monsieur le président, je ne crois pas que nous puissions commenter en détail ces questions. Je puis dire que dans la plupart des centres de l'industrie pétrolière, à Houston et à Calgary par exemple, on se prépare déjà à fournir l'équipement nécessaire pour réparer les dégâts causés par la guerre actuelle et ramener la situation à la normale en Iraq et en Iran. Il a été estimé qu'il faudrait un an ou deux pour réparer toutes les installations détruites.

Toutefois, pour ce qui est des facteurs qui ont empêché l'Iran de maintenir ses niveaux de production, j'estime que personne ne sait quand la situation reviendra à la normale car nous ne connaissons pas l'étendue des dégâts.

Le président: Monsieur Tough, j'aimerais passer lentement en revue avec vous les mesures incitatives. La première concerne le prix de \$30 payé pour le baril de pétrole extrait selon des méthodes de récupération assistée. Pourriez-vous nous en parler?

M. Tough: Nous espérons que compte tenu de la prime, le pétrole extrait selon des méthodes de récupération tertiaire sera payé plus cher que le pétrole de même qualité extrait

[Text]

methods, because the end of the pricing schedule is to provide a special incentive to the enhanced recovery technique.

The Chairman: With respect to the petroleum and gas revenue tax, will that be applied on gas used for injecting into an enhanced recovery project? Will it be taxed?

Mr. Tough: No one here would be comfortable in saying anything other than that it is under review. Representations have been made about that, but of course that is a tax under the responsibility of the Department of Finance and they are in a better position to respond to that question. The basic position is that the PGRT will be paid only once.

The Chairman: With respect to the excise tax, the LNGs that would be used are exempt from the excise tax, are they?

Mr. Tough: Yes. Our understanding is that they are.

The Chairman: With respect to the royalty by the province I notice that you say "further royalty relief may be granted." Can you explain the "further"?

Mr. Feldman: As we indicate in the middle of page 7, Mr. Chairman, the royalty rate is less for new oil or tertiary oil. In addition to that I am suggesting that the royalty for tertiary oil is further reduced. First, there is a royalty rebate based on the amount of LNGs which are re-injected into the reservoir.

In addition, the base on which the royalty rate is applied is reduced by the costs of incremental capital, injected materials, and other incremental operating costs, as well as an overhead allowance prior to applying the royalty rate.

The Chairman: With all these economic incentives and a guaranteed price of \$30 a barrel, do you feel it is of such magnitude that it will encourage external financing instead of cash flow? Or are there other incentives that might be given to encourage the external financing? Do you feel that the program is such that it is attractive enough for external financing, having regard to the long-term investment and the risk?

Mr. Tough: Mr. Chairman, our general answer would be that, yes, we do expect that when you provide an incentive and the basic economics, and when you have firms present, progressively you will gain more experience in the field, and when you have some pilots and some satisfactory experience there is no fundamental reason why you should not attract external financing to that, just as, for example, you would to the exploration ventures.

Dr. Hea: I think I would agree with that.

The Chairman: The distance between you and industry seems to be rather great. I find that interesting.

Mr. Tough: I think Dr. Hea will have some comments to add, but I observe, from a cursory examination at least of the testimony to the National Energy Board, that many companies

[Traduction]

selon des méthodes classiques, car une mesure d'encouragement particulière est prévue dans l'établissement des prix pour le pétrole extrait par récupération assistée.

Le président: A propos des taxes sur les recettes pétrolières et gazières, le gaz utilisé dans un projet de récupération assistée sera-t-il assujéti à un impôt?

M. Tough: Cette question est actuellement à l'étude et personne n'osera en dire davantage. Des pressions ont été exercées à ce sujet mais cet impôt relève de la compétence du ministère des Finances dont des représentants seraient plus en mesure de répondre à cette question. Qu'il suffise de dire que les taxes sur les recettes pétrolières et gazières ne seront payées qu'une seule fois.

Le président: Le GNL utilisé n'est pas assujéti à la taxe d'accise, n'est-ce pas?

M. Tough: C'est exact. C'est ce que nous croyons comprendre.

Le président: Pour ce qui est des redevances payées aux provinces, vous dites que d'autres exemptions peuvent être accordées. Quelles sont ces autres exemptions?

M. Feldman: Comme nous le précisons au milieu de la page 7, monsieur le président, les redevances sont moins élevées pour les nouvelles réserves ou pour le pétrole extrait par récupération tertiaire. J'ajoute que cette dernière catégorie de pétrole est assujéti à des redevances encore moins élevées. En premier lieu, une réduction des redevances est accordée en fonction des quantités de GNL réinjectées dans le réservoir.

En outre, la base sur laquelle le taux des redevances est établi est ramenée à un niveau encore inférieur par l'intervention de facteurs comme les coûts des capitaux d'accroissement, le matériel injecté et d'autres frais d'exploitation additionnels; une indemnité générale est également accordée avant l'application du taux des redevances.

Le président: Croyez-vous que toutes ces mesures d'encouragement économiques et un prix garanti de \$30 le baril inciteront les sociétés à recourir au financement externe plutôt qu'à des budgets d'immobilisations? Pourrait-on encourager autrement le financement externe? Croyez-vous que le programme soit suffisamment adapté au financement externe, compte tenu des risques et des investissements qui portent sur de longues périodes?

M. Tough: Monsieur le président, nous prévoyons que les mesures d'encouragement, les facteurs économiques de base et la participation des entreprises nous aideront à acquérir une plus grande expérience dans ce domaine et lorsque nous aurons fait nos preuves, nous pourrions sans doute attirer des capitaux de l'extérieur, comme c'est le cas pour les projets d'exploration.

M. Hea: Je suis d'accord avec vous.

Le président: Il semble exister un écart assez prononcé entre l'industrie et vous et je trouve cette situation intéressante.

M. Tough: Je pense que M. Hea ajoutera certains commentaires, mais après avoir parcouru assez rapidement les témoignages des représentants de l'Office national de l'énergie, il

[Text]

have not yet fully examined the implications of the new regime. There are some issues that are raised by the new regime, including the treatment of the petroleum incentive grants, and how the incentives are to be made available and on what basis.

As members of the committee are aware, discussion papers are out in front of industry for industry comment right now. The rules have not yet been established.

So, I think it is fair to say that there is still a period of time in which we are going to require some more analysis of the numbers and their impact on particular fields.

As you know, there is a considerable body of material being submitted to the National Energy Board, and certainly from an overall policy point of view, we are appreciative of the industry's efforts to get those numbers out so that we can have a look at them. Then we will get together with them and reconcile the kinds of observations Mr. Feldman has made with the results of their examinations on particular fields.

Senator Guay: I understand that many companies are making inquiries to you people with regard to certain factors on which they are not clear. How soon can you deal with these matters? I hope there will not be a delay at your level which will further delay the companies to a great extent. Do you feel that you have a good enough program to enable you to deal with them in a fairly reasonable amount of time?

Mr. Tough: I believe we have done so so far. If I may give you two examples: You may be aware of one change which was made that was not included in the National Energy program per se, but which had an impact on the industry. That was a change in the definition of the Canadian Exploration expense. Immediately upon publication of that change, there began a series of representations from industry members concerned about the impact of that change. As you know, before the end of the year, the Minister of Finance, in consultation with my minister, had come to the view that that change was to be reversed, put back into place for one year, following which we would put in place a system which would address some of the problems that the government saw with the tax system, but in a sense went a long way to meeting the industry's concerns. So, in that sense there was a fairly fast response.

The second issue was the one that I mentioned earlier, the petroleum incentives program. A great many of the members of the industry, and in particular, a great number of Canadian firms, which are trying to raise money on the capital market, have to demonstrate, if you like, bottom line performance. The petroleum and gas revenue tax undeniably cuts the profits. We would argue—and I believe it will become increasingly clear—that the petroleum incentives program more than compensates for that. Unfortunately, that does not show the income of the company.

[Traduction]

m'est apparu que de nombreuses sociétés n'avaient pas encore étudié en profondeur les répercussions qu'entraînera le nouveau régime. Ce dernier propose certains éléments nouveaux comme l'octroi de subventions destinées à encourager l'industrie pétrolière et les conditions qui s'y rattachent.

Comme les membres du Comité le savent déjà, des documents de travail ont été distribués aux entreprises pour qu'elles les commandent. Les règles n'ont pas encore été fixées.

Je crois donc qu'il est juste de dire qu'il faudra, pendant un certain temps encore, procéder à une analyse plus approfondie des éléments statistiques et de leur incidence sur des secteurs particuliers.

Comme vous le savez, de nombreux documents sont soumis à l'Office national de l'énergie et en regard des politiques proposées, nous nous réjouissons de constater que l'industrie s'efforce de réunir ces chiffres pour que nous puissions en prendre connaissance. Nous rencontrerons ensuite les représentants de l'industrie, et, comme l'a fait remarquer M. Feldman, nous discuterons avec eux des résultats de leurs études de certains secteurs.

Le sénateur Guay: Je crois comprendre que de nombreuses sociétés vous consultent pour discuter de certains facteurs qu'ils trouvent nébuleux. Pouvez-vous leur fournir des éclaircissements assez rapidement? J'espère que vous pourrez agir assez vite et que vous ne leur imposerez pas de retards. Croyez-vous avoir mis en place un programme assez souple pour vous permettre de leur donner satisfaction en peu de temps?

M. Tough: J'estime que nous avons fait diligence jusqu'à présent et j'aimerais vous citer deux exemples. Vous avez peut-être entendu parler d'un rajustement qui ne paraît pas dans le programme énergétique national mais qui a eu certaines répercussions sur l'industrie. Il s'agit d'une modification de la définition des dépenses pour l'exploration au Canada. Dès l'annonce de ce changement, des sociétés ont communiqué avec nous parce qu'elles s'inquiétaient de l'incidence de ce rajustement sur leurs activités. Comme vous le savez, vers la fin de l'année, le ministre des Finances, après avoir consulté le ministre dont je relève, a conclu que cette modification devait être supprimée et qu'après un an, nous devons mettre en place un système permettant de régler certains des problèmes que pose un régime fiscal; en un sens, de nombreux efforts ont été déployés pour donner suite aux préoccupations de l'industrie. La réaction ne s'est donc pas fait attendre.

Le second exemple concerne le programme d'encouragements pétroliers dont j'ai déjà parlé. Une proportion importante des membres de l'industrie et, en particulier, des sociétés canadiennes, qui tentent de recueillir des fonds sur le marché des capitaux, doivent faire la preuve d'une bonne gestion financière. Il est indéniable que les taxes sur les recettes pétrolières et gazières privent les sociétés d'une partie de leurs bénéfices. Nous soutenons, et je crois que ce point deviendra de plus en plus évident, que le programme d'encouragements pétroliers offre une compensation plus que suffisante. Malheureusement, ce facteur ne nous fournit pas d'indications sur les recettes de la société.

[Text]

Those of you who may have seen a press release issued by the Minister of Finance before the end of the year will recognize that he has essentially agreed with the industry that, if it is possible, we would see if there was a way, in consultation with the Canadian Institute of Chartered Accountants, to develop a system whereby those petroleum incentive grants could be included in income so that the public would be ready to agree fairly quickly that, in fact, the companies were better off in terms of conventional accounting practices than they were under the old regime.

Senator Guay: Most of these companies are asking, when this will be applicable. They are not particularly interested in the incentive. In other words, many of the incentives are only tax deductible from the year 1982. I think these are some of their concerns. I think some of the incentives should have had effect for the year 1981. This might have accelerated an interest.

Has a recommendation, been made to the Minister of Finance, or your minister, bringing out the concerns of those companies because of this being delayed so long?

Mr. Tough: Of course, as you recognize, the tax incentives are not delayed. They are in place and will remain in effect, as I mentioned.

Senator Guay: But the other two, the 10 and 20 per cent are for 1982.

Mr. Tough: The thing which is essentially delaying the petroleum incentives program, I would argue, is not the availability of cash. As you will see in the tables, the money has been essentially provided. The issue that has to be resolved is, first of all, the resolution of the determination of Canadian ownership of individual applicant companies. Tied into that is the methodology for the payment of the petroleum incentives program.

I think we would argue that we are anxious to get that resolved, and as soon as it is resolved, the government would be in a position to take applications for that. So, I do not believe that it is a question that the incentives are delayed to 1982. Those incentives would be available from the moment the rules were established on the basis of discussion with the industry. We would hope that this would be this year.

Senator Guay: I think another incentive is the total which the senator made reference to with regard to the price of oil. I think that, in itself, is an incentive to those companies. They know that they can look at oil prices for the next 10 years and realize that they will not go down. They are almost assured of a continual increase.

If farmers were given a similar table, I am sure that they would have a lot of fun with it. They would greatly appreciate the government for giving that kind of protection. I am sure that the same would apply even in the sugar cane industry.

So, they are unique in that they have certain benefits. I am all in favour of companies doing their jobs. I have a lot of sympathy for them, but on the other hand, I always hate to see the word "risk". That always seems to hit me every time I read a paragraph or two on this subject. I think the "risks" are no greater to them than they are to farmers or to many of the

[Traduction]

Ceux d'entre vous qui ont pris connaissance d'un communiqué de presse émis par le ministre des Finances vers la fin de l'année reconnaîtront qu'il est tombé d'accord avec l'industrie, et nous étudierons, après consultation auprès de l'Institut canadien des comptables agréés, la possibilité de mettre en place un système permettant d'inclure ces encouragements pétroliers dans les revenus pour que le public soit en mesure de constater assez rapidement que selon les méthodes de comptabilité classiques, les sociétés retirent plus d'avantages du nouveau système.

Le sénateur Guay: La plupart de ces sociétés se demandent quand le système entrera en vigueur. Ces mesures d'encouragement ne les intéressent pas particulièrement. En d'autres termes, la plus grande partie de ces sommes ne sont déductibles d'impôt qu'à partir de 1982. C'est de cela qu'elles s'inquiètent. Pour intéresser davantage les sociétés, une partie de ces montants auraient dû être déductibles d'impôt dès 1981.

Une recommandation a-t-elle été soumise au ministre des Finances ou à celui dont vous relevez pour lui faire part des préoccupations de ces sociétés qui s'inquiètent de ces retards?

M. Tough: Vous reconnaîtrez que les mesures d'encouragement fiscal sont déjà en place et qu'elles resteront en vigueur, comme je l'ai déjà dit.

Le sénateur Guay: Mais les deux autres mesures fixées à 10 et 20 p. 100 n'entreront en vigueur qu'en 1982.

M. Tough: Ce n'est pas la disponibilité des liquidités qui a retardé l'entrée en vigueur du programme d'encouragements pétroliers. Comme les tableaux l'indiquent, les fonds ont été recueillis en grande partie. Il faut en premier lieu régler la question du contenu canadien des sociétés qui demandent des subventions. A cette question se rattachent les méthodes de versement de subventions dans le cadre du programme d'encouragements pétroliers.

Nous avons hâte que ce problème soit réglé et dès qu'il le sera, le gouvernement pourra accepter des demandes. Je ne crois donc pas que le problème porte sur le fait que les mesures d'encouragement ne seront accordées qu'en 1982. Elles le seront dès que les règles seront fixées, après nos entretiens avec l'industrie. Nous espérons pouvoir y arriver cette année.

Le sénateur Guay: Je crois que le total auquel le sénateur a fait allusion en parlant du prix du pétrole, constitue un autre encouragement. Les sociétés pétrolières savent qu'au cours des dix prochaines années, les prix augmenteront presque à coup sûr de façon continue.

Si les agriculteurs recevaient la même assurance, je suis certain qu'ils s'en réjouiraient grandement et qu'ils remercieraient le gouvernement de leur accorder cette protection. Cela vaudrait également pour l'industrie de la canne à sucre.

La situation des sociétés pétrolières est donc unique du fait qu'elles sont assurées de recevoir certains bénéfices. Je suis heureux de constater que ces dernières font bien leur travail et j'ai beaucoup de sympathie pour elles, mais je sursaute toujours lorsqu'il est question de risques. Ce point me frappe chaque fois que je lis un paragraphe ou deux sur la question.

[Text]

other industries we have in Canada. I thought I should mention that. Of course, that is my opinion, but I think that that is quite true.

The Chairman: I should like to know the net-back on your two projects, the pre-budget and after budget, as far as enhanced recovery is concerned?

Mr. Feldman: I have not shown it here, but I believe that the undiscounted producer net-back comes to approximately \$21 per barrel based on figures shown.

Senator Guay: That is net?

Mr. Feldman: That is producer net-back. Out of that he must pay his capital cost and his operating cost, in addition to obtaining a profit.

The Chairman: That is after the budget?

Mr. Feldman: That is right.

The Chairman: What was it before?

Senator Guay: I think you will run into the same snag I ran into.

The Chairman: The one based on Dr. Prince's model.

Mr. Feldman: I do not have it handy. I would have to calculate it. Would you permit me two minutes to calculate it.

The Chairman: Yes.

Mr. Feldman: My calculation is \$15.

The Chairman: And you have calculated it at \$21 now?

Mr. Feldman: Yes.

The Chairman: Senator Zuzyk.

Senator Zuzyk: I am still looking at this table found on page 3 regarding the wellhead oil prices and the beautiful progression that there is. I realize that Alberta and Saskatchewan are piling up huge profits in Heritage funds. They stagger the imagination. I should like some idea of the benefits which are going to accrue to the federal government? The revenue that you would expect, more or less, that the federal government expects to receive from the oil annually, has that been calculated at all?

Mr. Tough: Yes, sir. It is found at page 108 of the National Energy Program. I have a copy of that, if you wish to peruse it. We have attempted to spell out the revenues by year, by form of tax, and so forth. So, it is available to you.

Senator Zuzyk: Is the federal government contemplating setting up a heritage fund, or something of that order? Almost all other countries have that. Venezuela and other countries have similar funds, why should Canada not follow suit, because this really guarantees the future for Canadians when the oil will be exhausted?

Mr. Tough: If I may, I can refer you to page 112 of the National Energy Program in which we have attempted to set out a bit of balance sheet for the income and expenditures. We have not made any provision for establishment of a fund. We found it very easy to use it all up, mainly on energy. Approximately \$11.6 billion is in direct energy programs. Provision for

[Traduction]

J'estime que les sociétés pétrolières ne courent pas plus de risques que les agriculteurs ou qu'un grand nombre d'autres industries canadiennes. Évidemment, c'est là mon opinion mais je tenais à la faire valoir.

Le président: J'aimerais connaître les revenus nets associés à vos deux projets, celui qui précède le budget et celui qui le suit, en ce qui concerne la récupération assistée.

M. Feldman: Je ne l'ai pas indiqué ici mais je crois que d'après les chiffres cités, le revenu brut du producteur atteint environ \$21 le baril.

Le sénateur Guay: C'est là son revenu net?

M. Feldman: Oui. Il doit ensuite en déduire ses coûts d'immobilisation, ses frais d'exploitation et ses bénéfices.

Le président: C'est la situation après le budget?

M. Feldman: Oui.

Le président: Qu'en était-il avant?

Le sénateur Guay: J'ai peur que vous ne heurtiez le même obstacle que moi.

Le président: Les chiffres tirés du modèle de M. Prince.

M. Feldman: Je ne les ai pas sous la main et il faudrait que je les calcule. Me laisseriez-vous deux minutes pour le faire?

Le président: Oui.

M. Feldman: J'obtiens \$15.

Le président: Et le montant s'établit maintenant à \$21?

M. Feldman: Oui.

Le président: La parole est au sénateur Zuzyk.

Le sénateur Zuzyk: J'en suis encore au tableau de la page 3 qui concerne les prix du pétrole à la tête de puits et la progression intéressante qui y est décrite. Je constate que l'Alberta et la Saskatchewan accumulent des sommes fabuleuses dans leurs fonds du patrimoine. C'est vraiment renversant. Je voudrais avoir une idée des bénéfices qui reviendront au gouvernement fédéral, c'est-à-dire des recettes approximatives qu'il tirera chaque année du pétrole. A-t-on effectué ces calculs?

M. Tough: Oui, monsieur. Les résultats se trouvent à la page 120 du programme énergétique national et j'en ai un exemplaire, si vous voulez le consulter. Nous avons essayé de faire une ventilation des revenus annuels sous forme de taxes, etc.

Le sénateur Zuzyk: Le gouvernement fédéral prévoit-il constituer un fonds du patrimoine ou quelque chose d'approchant? Presque tous les pays l'ont fait. Le Venezuela et d'autres pays ont créé des fonds semblables et je ne vois pas pourquoi le Canada ne suivrait pas leur exemple car l'avenir des Canadiens serait assuré une fois le pétrole épuisé.

M. Tough: Je vous renvoie à la page 123 du programme énergétique national où nous avons tenté d'établir une sorte de bilan des revenus et dépenses. Nous n'avons pas prévu l'établissement d'un fonds, car nous croyons plus utile d'utiliser toutes nos ressources, principalement dans le domaine de l'énergie. Les programmes énergétiques directs comptent pour environ

[Text]

equalization and oil import compensation alone we estimate chews up approximately \$3.3 billion. So, essentially we made provision for approximately \$2 billion, which was earmarked for general economic programs. There was no provision there for the establishment of a fund. The only fund that we established with that revenue was the Western Development Fund, which was established at a level of \$2 billion over the period 1980 to 1983, with provision for a further \$2 billion in subsequent years.

Senator Guay: Mr. Chairman, I think we should include in the energy program that part of the revenue obtained by the government in the form of taxes which is given back out again for additional finding and recovery of oil under the incentive program. Am I right? Part of the revenue, namely, the tax we are talking about at the moment, is given out again by the government as an incentive for the production of oil is it not? I think we should not overlook that fact.

Mr. Tough: Senator, we netted that out. We have a list in the table, in the National Energy Program. To get our net revenues we subtracted \$2½ billion, which we had earmarked for the petroleum incentive program, and moved that into the industry share.

Senator Guay: The question that may be asked is: What is the difference between the revenue of the federal government and that of the Province of Alberta over possibly, the same period of time, in terms of the Heritage fund of Alberta and the tax revenue on oil to the federal government? How does it compare?

Mr. Tough: Senator, I do not have the figures for the accruals to the Heritage fund and I suppose the observation made earlier by the chairman would prevail. I do not think it would be constructive for me to comment on the share accruing to the Province of Alberta, except insofar as we are on record in the documents, as estimated.

Senator Guay: I think that the witnesses have done an excellent job in regard to presenting what they have to us today. I am certainly not criticizing them. but I do not think a fact-finding committee such as ours can limit itself to discussion on net revenue. I think on follow-up it would be much easier for us, Mr. Chairman, to have been provided with specific information at the time we required it, rather than to say, "Well, you will have to ask us another time when you have the minister here. This is a policy of the government." This makes it rather difficult, in some instances, to get the appropriate information. Rest assured, gentlemen, that I am not criticizing you, and I appreciate your comments.

The Chairman: Senator Rowe?

Senator Rowe: Mr. Chairman, with regard to the matter of the Heritage fund, I know that some countries have given lip service to it, but in actuality how many oil-producing countries have adopted a system similar to the Heritage fund?

[Traduction]

\$11,6 milliards et nous estimons que les mesures de péréquation et d'indemnisation des importateurs de pétrole retiendront environ \$3,3 milliards. Nous avons donc réservé une somme d'environ \$2 milliards aux programmes économiques généraux. Il n'y avait là aucune disposition pour la création d'un fonds. Le seul fonds que nous avons créé avec ces revenus a été le Western Development Fund, qui a été établi à un niveau de \$2 milliards pour la période de 1980 à 1983, avec possibilité de \$2 milliards additionnels dans les années subséquentes.

Le sénateur Guay: Monsieur le président, je crois que nous devrions inclure dans le programme énergétique la partie du revenu qui est obtenue par le gouvernement sous forme de taxes afin qu'elle soit redistribuée pour favoriser d'autres découvertes additionnelles et pour la récupération du pétrole en vertu du programme d'encouragement. Ai-je raison? Une partie du revenu, notamment les taxes dont nous parlons actuellement, devrait être redistribuée par le gouvernement comme encouragement pour la production de pétrole, n'est-ce pas? Je crois que nous ne devrions pas négliger ce fait.

M. Tough: Sénateur, nous avons réglé ce problème. Nous avons une liste dans le tableau, dans le programme énergétique national. Pour obtenir nos revenus nets, nous avons soustrait les \$2 milliards et demi que nous avons affectés au programme d'encouragement pétrolier et nous les avons déplacés dans la part de l'industrie.

Le sénateur Guay: La question qu'on peut poser est celle-ci: quelle est la différence entre le revenu du gouvernement fédéral et celui de l'Alberta sur la même période pour ce qui est du fonds du patrimoine de l'Alberta et du revenu tiré des taxes pétrolières pour le gouvernement fédéral. Comment cela se compare-t-il?

M. Tough: Sénateur, je n'ai pas les chiffres pour le fonds du patrimoine et je suppose que l'observation faite plus tôt par le président prévaut. Je ne crois pas qu'il serait constructif que je commente la part revenant à l'Alberta, excepté dans la mesure où elle figure au dossier.

Le sénateur Guay: Les témoins ont fait un excellent travail dans leur présentation d'aujourd'hui. Je n'irais certainement pas les critiquer, mais je ne pense pas qu'un comité axé sur la découverte des faits comme le nôtre puisse se limiter à une discussion sur le revenu net. Notre tâche aurait été beaucoup plus facile, monsieur le président, si on nous avait fourni une information précise au moment où nous en avions besoin, plutôt que de dire «Vous devrez nous la demander une autre fois lorsque comparaitra le ministre. C'est la politique du gouvernement.» Dans certains cas il est très difficile d'obtenir l'information appropriée. Soyez assuré, monsieur, que je ne vous critiquais pas et que j'apprécie vos commentaires.

Le président: Sénateur Rowe?

Le sénateur Rowe: Monsieur le président, en ce qui a trait à la question du fonds du patrimoine, je sais que certains pays ont fait comme s'ils s'y intéressaient mais, dans les faits, combien de pays producteurs de pétrole ont adopté un système semblable au fonds du patrimoine.

[Text]

Senator Guay: I do not know of any myself, except Alberta.

Dr. Hea: Of course, there are very few countries in the world where the major revenues go to other than the central government.

Senator Rowe: I have heard the idea expressed, for example, in relation to the North Sea producers. I am asking the question purely out of ignorance. I do not recall that any of them have actually instituted a plan to allow for the eventual depletion and exhaustion of resources, setting up something to counteract this eventual exhaustion. I detected this implication in Senator Yuzyk's question. If Alberta and Saskatchewan can do it, or Alberta, at any rate, in light of the projected profits that will accrue to the government of Canada, why can the government of Canada not set up a similar system to that of Heritage fund?

Mr. Tough: If I may respond, I would refer you to some of the comments that were made in the National Energy Program. I suppose that one of the positions we would take is that we are making a fundamental investment in long-term economic development. If we take these new revenues out of oil and gas and re-invest them totally, particularly in the energy field, we have in fact made a fairly major contribution to long-term energy security, and certainly economic wellbeing. It is difficult to see an alternative which at this time would pay bigger dividends, and that is essentially the conclusion I believe our minister came to in deciding to take that money and invest it primarily in the energy sector.

Senator Rowe: Apropos of that, and I realize we are getting into the realm of policy and we cannot discuss it in any detail, but it strikes me that one way that the government of Canada could make a profit in the decades to come would be to invest in production of a more permanent source of energy, namely, our remaining hydro assets and potential. We all know we have the Lower Churchill and we have, in my view, the other rivers of southern Labrador and Quebec which could be developed. In various provinces, including Newfoundland, there are still some undeveloped waterways. There is the Cat Arm in northern Newfoundland, a very good example. Surely there is no more profitable way to invest any surplus funds we might have than in something which would give us a permanent supply of energy, as developed hydro resources would.

Mr. Tough: I believe we have tried to make that point sir, particularly in connection with the program designed for Atlantic Canada. For example, we have committed ourselves to an equity contribution of up to \$200 million in the development of the Lower Churchill and it is expected that, if matters can be resolved, we can provide that equity. In addition, we could provide the financial credit necessary to get that going. I think in a sense that is exactly what we are trying to do, and your point is perfectly valid.

[Traduction]

Le sénateur Guay: Je n'en connais pas moi-même, excepté l'Alberta.

M. Hea: Bien sûr, il existe très peu de pays dans le monde où les principaux revenus vont ailleurs qu'au gouvernement central.

Le sénateur Rowe: J'ai entendu cette idée exprimée, par exemple, relativement aux producteurs de la mer du Nord. Je pose la question purement par ignorance. Je ne me souviens pas qu'aucun d'entre eux aient vraiment institué un plan tenant compte de l'épuisement des ressources, en créant quelque chose pour compenser cet épuisement. J'ai détecté dans la question du sénateur Yuzyk cette question implicite. Si l'Alberta et la Saskatchewan peuvent le faire, ou l'Alberta, je ne comprends pas pourquoi, étant donné les profits projetés qui reviendront au gouvernement du Canada, ce dernier n'établit pas un système similaire à celui du fonds du patrimoine?

M. Tough: Si je puis répondre, je vous renverrais à certains des commentaires qui ont été faits relativement au Programme énergétique national. Je présume qu'une des positions que nous adopterions est que nous effectuons un investissement fondamental dans le développement économique à long terme. Si nous tirons ces nouveaux revenus du pétrole et du gaz naturel et les réinvestissons totalement, particulièrement dans le domaine de l'énergie, nous aurons fait effectivement une contribution assez considérable à la sécurité énergétique à long terme et certainement au bien-être économique. Il est difficile de concevoir une autre possibilité qui, en ce moment-ci, donnerait de plus gros dividendes, et c'est essentiellement la conclusion à laquelle notre ministre en est arrivé en décidant de prendre cet argent et de l'investir principalement dans le secteur de l'énergie.

Le sénateur Rowe: A ce propos, et je réalise que nous entrons dans le domaine de la politique et que nous ne pouvons en discuter en détail, mais je constate que le gouvernement du Canada pourrait réaliser un profit dans les décennies à venir, en investissant dans la production d'une source d'énergie plus permanente, notamment, nos avoirs et notre potentiel hydro-électrique restants. Nous savons tous que nous avons les basses Churchill et nous avons, à mon avis, les autres rivières du Sud du Labrador et du Québec qui pourraient être exploitées. Dans les diverses provinces, y compris Terre-Neuve, il reste des cours d'eau non exploités. On peut citer le Cat Arm dans le Nord de Terre-Neuve, qui est un très bon exemple. Il est certain qu'il n'y a pas de moyen plus profitable que d'investir des fonds de excédentaires dans quelque chose qui nous donnerait une source permanente d'énergie, comme des ressources hydro-électriques exploitées.

M. Tough: Je crois que nous avons essayé de faire valoir ce point, monsieur, particulièrement en ce qui a trait au programme conçu pour la région de l'Atlantique. Par exemple, nous nous sommes engagés à verser une contribution d'avoirs pouvant s'élever jusqu'à \$200 millions dans l'exploitation des basses Churchill, et il est prévu que, si les questions peuvent être résolues, nous pourrions fournir cet avoir. De plus, nous pourrions fournir un crédit financier nécessaire à la réalisation de ce projet. Je crois que, dans un sens, c'est exactement ce

[Text]

Senator Rowe: I did not mean to give the impression, Mr. Chairman that the Government of Canada has done nothing at all in this field. We have very good reason to appreciate what has been done already in that area.

The Chairman: Of course, senator, this is not confined to hydro. I think the whole program emphasized investment in alternate sources to oil. Senator Thériault?

Senator Thériault: Is your incentive program replacing something that was in the depreciated income tax for the oil companies?

Mr. Tough: In certain respects. I believe if we might, we could look for a moment at the table 1.2 which is on page 5 of the briefing document. If we could look, just to take an example, at the heading "Conventional Areas", senator, and if you look at "Exploration" you will see that under the previous system there was a 33½-per-cent depreciation allowance. Do you see that reference?

Senator Thériault: Yes.

Mr. Tough: And the intention was to phase that out over four years to zero and, in its place to provide an incentive payment of up to 35 per cent of the eligible costs, based on ownership. I would like to emphasize something I said at the outset, and that is that there are provincial incentives for exploration and new oil in place at the present time, and we expect that those would be continued.

Senator Thériault: Are there provincial incentives?

Mr. Tough: Yes.

Senator Thériault: In some cases, especially with foreign-controlled companies, the depreciation allowance would be scaled down and there would be nothing to replace it in that incentive program.

Mr. Tough: What we attempted to do, senator, was to look at the areas where the general consensus was that the most promise for future supplies lay. It is certainly anticipated that we will have further pay-off from the exploration for conventional oil in the provinces. However, there seems to be a broad consensus, based on most submissions to the National Energy Board, that there are three areas which have the greatest promise. We have the non-conventional oil projects such as the oil sands, the ones which your committee is now looking at, enhanced oil recovery, and the Canada lands. You will see that in that case we have kept in place the incentive under the tax system. That incentive, of course, is not affected by the level of ownership. In other words, in those areas where there are high risks but where the pay-off is large, we have maintained in place a depletion system which is available to all investors regardless of ownership. We have superimposed on that, in each case, an additional incentive based upon ownership.

[Traduction]

que nous essayons de faire et votre observation est parfaitement valable.

Le sénateur Rowe: Je ne voulais pas donner l'impression, monsieur le président, que le gouvernement du Canada ne fait absolument rien dans ce domaine. Nous avons une très bonne raison de reconnaître ce qui a été fait déjà dans ce secteur.

Le président: Bien sûr, sénateur, ce n'est pas limité à l'hydro-électricité. Je crois que tout le programme portait sur l'investissement dans d'autres sources que le pétrole. Sénateur Thériault?

Le sénateur Thériault: Votre programme d'encouragement remplace-t-il quelque chose qui se trouvait dans l'impôt sur le revenu amorti pour les compagnies pétrolières?

Mr. Tough: A certains égards. Je crois que nous pourrions examiner pendant un moment le tableau 1.2 qui est à la page 5 du document d'information. Si nous pouvions examiner, à titre d'exemple, la rubrique «Domaines conventionnels» sénateur, et si vous examinez la rubrique «Exploration» vous verrez que, dans les systèmes précédents, il y avait 33½ p. 100 de déduction pour amortissement. Voyez-vous cette mention?

Le sénateur Thériault: Oui.

Mr. Tough: Et on avait l'intention de faire passer cela en quatre ans à zéro et, à la place, de fournir un paiement d'encouragement pouvant s'élever jusqu'à 35 p. 100 du coût admissible, fondé sur la propriété. J'aimerais souligner quelque chose que j'ai dit au début c'est-à-dire qu'il existe des encouragements provinciaux pour l'exploration et de nouvelles sources de pétrole en place à l'heure actuelle et nous espérons que ces projets seront poursuivis.

Le sénateur Thériault: S'agit-il d'encouragements provinciaux?

Mr. Tough: Oui.

Le sénateur Thériault: Dans certains cas, surtout avec les sociétés d'appartenance étrangère, l'allocation de dépréciation serait réduite et il n'y aurait rien pour la remplacer dans ce programme d'encouragement.

Mr. Tough: Nous avons tenté, sénateur, d'examiner les domaines où de l'avis général, les perspectives d'approvisionnement étaient les plus prometteuses. Il est certainement prévu que nous aurons d'autres résultats suite à l'exploration en vue de découvrir du pétrole dans les provinces. Toutefois, la plupart des mémoires qui ont été présentés à la Commission nationale de l'énergie, s'accordent pour dire qu'il y a trois régions qui sont très prometteuses. Nous avons les projets pétroliers non conventionnels comme les sables bitumineux, ce que votre Comité examine à l'heure actuelle, la récupération pétrolière revalorisée, et les terres du Canada. Vous verrez que dans ce cas, nous avons maintenu l'encouragement accordé par le système fiscal. Cet encouragement, bien sûr, n'est pas touché par le niveau de propriété. Autrement dit, dans les secteurs où les risques sont élevés mais où la rentabilité est considérable, nous avons maintenu en place un système d'épuisement qui est accessible à tous les investisseurs quelle que soit la propriété. Nous y avons superposé dans chaque cas un encouragement additionnel fondé sur la propriété.

[Text]

If you examine the changes in the depletion allowance you will see that we have tried to keep those in place where the major pay-off is expected to be.

Senator Thériault: Of course, when you are talking about Canada lands you are including the 25-per-cent ownership program which automatically applies to crown corporations. I believe one of the problems that corporations have now is that under the old system the depreciation allowance was by income tax, and your incentive program is more or less at the discretion of the minister.

Mr. Tough: There have been representations to that effect. We are attempting two responses to that. As you know, there are fairly intricate rules for eligibility for tax write-offs so that it is not automatic.

Senator Thériault: So no minister has discretion if the rules are applied?

Mr. Tough: For the most part that would be true. Our ambition in terms of the petroleum incentives program, is to develop, in concert with the industry, a package of rules detailed enough to minimize the amount of discretion. We are working with them now trying to develop norms and rules of the game so that the company knows beforehand whether it qualifies.

Senator Thériault: Has that been completed?

Mr. Tough: No, the papers are out for discussion with the industry now.

Senator Guay: Through your experience, have you noted many wells that may have failed entirely. Is there a risk? Have there been many failures or we can we count them on one hand?

Dr. Hea: There have been a few small-scale failures where projects were aborted prior to the projected date. This has been because of premature break-throughs in miscible and fire floods. However, there have been no major projects failures. All recent projects have been all very carefully engineered and successfully undertaken.

The Chairman: Dr. Hea, when were the first projects undertaken—the Battrum field, for example?

Dr. Hea: The Battrum Field project is about fifteen years old now. Others were undertaken later.

The Chairman: The price of oil in 1974 was \$8 a barrel. When these projects were undertaken, they must have been economical at \$8 per barrel, in which event my point to industry will be that if they can undertake enhanced recovery projects at \$8 a barrel, a guaranteed price of \$30 a barrel must surely represent a great incentive.

Dr. Hea: That is our line of reasoning also, Mr. Chairman. However, in all fairness, one must say that the very best projects were picked at the time. As well, there have been major cost escalations since the early 1970s.

[Traduction]

Si vous examinez les changements dans la déduction pour épuisement, vous verrez que nous avons essayé de les maintenir là où les plus gros résultats sont attendus.

Le sénateur Thériault: Bien sûr, lorsque vous parlez des terres du Canada vous incluez le programme de propriété de 25 p. 100 qui s'applique automatiquement aux sociétés de la Couronne. Je crois qu'un des problèmes auxquels les sociétés font face maintenant c'est qu'en vertu de l'ancien système, l'allocation de dépréciation se faisait par le biais de l'impôt sur le revenu alors que votre programme d'encouragement est plus ou moins laissé à la discrétion du ministre.

M. Tough: Des représentations ont été faites à cet égard. Nous tentons d'y apporter deux réponses. Comme vous le savez, il y a des règles assez compliquées régissant l'admissibilité à des dégrèvements d'impôt, de sorte que ce n'est pas automatique.

Le sénateur Thériault: Par conséquent aucun ministre n'exerce un pouvoir discrétionnaire si les règles sont appliquées.

M. Tough: Dans l'ensemble, ce serait vrai. Nous aspirons, dans le cadre du programme d'encouragement pétrolier d'élaborer, de concert avec l'industrie, un ensemble de règles suffisamment détaillées pour réduire l'importance du pouvoir discrétionnaire. Nous coopérons avec elle pour essayer d'élaborer des normes et des règles assorties de façon que la société sache à l'avance si elle est admissible.

Le sénateur Thériault: Est-ce terminé?

M. Tough: Non, les documents ont été soumis à l'industrie maintenant.

Le sénateur Guay: D'après votre expérience, y a-t-il beaucoup de puits qui se sont révélés des échecs complets? Y a-t-il un risque? Y a-t-il eu des échecs ou pouvons-nous les compter sur les doigts de la main?

M. Hea: Il y a eu quelques petits échecs où des projets ont avorté avant la date prévue. On peut les imputer à des percées prématurées dans l'application des techniques de récupération par injection de substances miscibles et de combustion *in situ*. Toutefois, il n'y a eu aucun échec important. Les projets les plus récents ont tous été soigneusement mis au point et entrepris avec succès.

Le président: Monsieur Hea, quand les premiers projets ont-ils été entrepris; le projet Battrum par exemple?

M. Hea: Le projet Battrum date d'environ quinze ans. Les autres ont été entrepris plus récemment.

Le président: Le prix du pétrole en 1974 était de \$8 le baril. Lorsque ces projets ont été entrepris, ils ont dû avoir été rentables à \$8 le baril, auquel cas l'observation que je ferai à l'industrie sera que si elle peut entreprendre des projets de récupération à \$8 le baril, un prix garanti de \$30 le baril doit sûrement représenter un grand encouragement.

M. Hea: C'est ce que nous pensons également monsieur le président. Toutefois, en toute justice, on doit dire que c'était les meilleurs projets qui ont été choisis à l'époque. Également,

[Text]

Senator Guay: But if it is a Canadian-owned firm, the new national energy program provides an ideal situation.

The Chairman: Senator Yuzyk.

Senator Yuzyk: I have a general question at this point, Mr. Chairman.

I would not like to explain to the consumers of Canada the prospects in terms of the price of oil in 10 years time. Are there similar studies to that of oil in respect of prices for other forms of energy for the 10-year period? I am thinking, for example, of gas, coal production, and other sources of energy. We may be getting into solar energy in 10 years. In fact, I am sure we will be getting into that area.

With the price of oil going up so rapidly, the consumers are going to look for alternative sources. There is no doubt about that. Consumers will not purchase oil or oil products if they can get gas or electricity cheaper.

Will this program of incentives be a wise policy in, say, five years if alternative sources prove more beneficial to the consumer at large?

Mr. Tough: There is very little that one can disagree with in what you have to say, senator. In fact, one of the central theses in the national energy program is that, both economically and for reasons of the national interests, it makes more and more sense for people to individually get off oil and get on to natural gas and electricity. That is one of the reasons we are providing not only attractive relative prices, but also some direct incentives to householders—for example, a grant up to a maximum of \$800 to switch from oil to natural gas or electricity, or renewables.

More and more, from a private point of view, it makes less and less sense to use oil as opposed to some of these other sources of energy. However, our general view—and I believe this would be subscribed to by most of those who would come before you—is that we would be very lucky, even with the oil demand restraint resulting from substitution and from conservation, to achieve a balance between oil supply and demand.

As you probably are aware from other submissions, we have what looks like an inevitable decline in conventional oil production in the Western Basin. If that is to be offset, it has to be from enhanced oil recovery, big non-conventional oil projects like the oil sands, and from the frontiers.

We have essentially come to the view—and I believe most members of the industry would feel this way—that the kind of price incentive provided in the national energy program has to be put in place, plus the other forms of investment incentives, or that supply will not be forthcoming.

[Traduction]

il y a eu des hausses considérables de coûts depuis le début des années 70.

Le sénateur Guay: Mais s'il s'agit d'une société canadienne, le nouveau programme énergétique national fournit une situation idéale.

Le président: Sénateur Yuzyk.

Le sénateur Yuzyk: J'ai une question générale à poser maintenant, monsieur le président.

Je n'aimerais pas expliquer aux consommateurs du Canada les perspectives quant au prix du pétrole dans dix ans. Existe-t-il des études similaires à celles qui ont été faites sur le pétrole et qui portent sur le prix d'autres formes d'énergie pour la période de dix ans? Je songe par exemple au gaz naturel, à la production de charbon et à d'autres sources d'énergie. Il se peut que nous captions l'énergie solaire dans dix ans. En fait, je suis sûr que nous serons engagés dans ce domaine.

Étant donné que le prix du pétrole grimpe si rapidement, les consommateurs vont chercher d'autres sources d'énergie. Cela ne fait pas de doute. Les consommateurs n'achèteront pas le pétrole ou les produits pétroliers s'ils peuvent obtenir le gaz ou l'électricité à meilleur marché.

Ce programme d'encouragement sera-t-il bienvenu dans cinq ans si d'autres sources peuvent être plus profitables aux consommateurs dans l'ensemble?

M. Tough: On ne peut pas vous contredire là-dessus, sénateur. En fait, l'une des thèses centrales du programme énergétique national est que pour des raisons économiques et d'intérêt national, la population a de plus en plus raison de se détourner du pétrole et d'adopter le gaz naturel et l'électricité. C'est une des raisons pour lesquelles nos prix sont relativement attractifs et que nous prévoyons des encouragements directs aux propriétaires de maisons—par exemple, une subvention pouvant aller jusqu'à un maximum de \$800 pour passer du pétrole au gaz naturel ou à l'électricité ou à des sources renouvelables.

A mon point de vue, il est de moins en moins sensé d'utiliser le pétrole par opposition à d'autres sources d'énergie. Toutefois, nous sommes généralement d'avis, et je crois que cet avis serait partagé par la plupart de ceux qui compareraient devant vous, que nous serions très chanceux, malgré la réduction de la demande par suite du remplacement et de la conservation, si nous arrivons à équilibrer l'offre et la demande de pétrole.

Comme vous l'ont certainement appris d'autres mémoires, nous faisons face à ce qui ressemble à un inévitable déclin dans la production de pétrole ordinaire dans le bassin occidental. Si ce mouvement doit être compensé, il faudra que cela le soit par une récupération de pétrole poussée, par d'importants projets pétroliers non conventionnels comme les sables bitumineux et d'autres projets frontaliers.

Essentiellement, nous en sommes arrivés à penser, et je crois que la plupart des membres de l'industrie seraient de cet avis, que le genre d'encouragement des prix fourni par le programme énergétique national doit être mis en place, à part d'autres formes d'encouragement à l'investissement, sinon l'approvisionnement ne sera pas assuré.

[Text]

It may be that we overshoot. We may turn out to be one of the relatively lucky countries in the world and turn out, by the end of the decade, to be oil exporters. If, for example, we have good luck on the frontiers on top of all of these other things, then we will become exporters. But we should not count on that. Therefore, we have to provide an incentive which is comparable to that offered anywhere in the world, because we are in competition in this area.

Senator Yuzyk: I want to thank you very much. I am, in many ways, proud of Canada, and I like Canada to be ahead in this energy field. This is something that is affecting the whole world, and in many ways we are providing leadership in this field. I am glad that we are discussing the matter here. In five years we may have other ideas in terms of what should be done in the field of energy. At least we know we have a program for 10 years and what to expect in that time.

I hope the worst will not come. I hope that we will see a levelling off, or a stabilization, at least, in oil prices. It may be that there will be discoveries of new oil which will not require enhanced oil recovery methods, which are very, very expensive, as is obvious from the testimony before this committee.

I want to thank you very much for the information that you have imported to us today. I am sure it will be very beneficial to us in the future.

The Chairman: Thank you very much gentlemen. If there is nothing further, the committee will adjourn.

Mr. Feldman: I wonder, Mr. Chairman, if I might make a correction respecting the net-back figures.

First of all, I want to emphasize that these are based upon the assumptions made by Dr. Prince. In giving you the figures earlier, I was comparing apples and oranges. The figure of \$21 per barrel was in 1981 dollars; the figure of \$15 was in 1978 dollars. That is equivalent to about \$20 per barrel.

Further, I would like to change my definition of "net-back" to one that is more commonly used and one with which you will feel more comfortable, I believe. The definition I used was that it was that amount "remaining to the company for both capital investment, operating cost and profit." I would like to change that to that "remaining to the company for capital investment and profit."

Senator Guay: It is all profit. You said you were comparing apples and oranges, but I think you are mixing them up right now. Both together represent net profit. Otherwise, that amount would not be available for investment.

Mr. Feldman: All right. Under Dr Prince's assumption of \$20 per barrel in 1978 dollars, there is a net-back of \$6.90. That number, in 1981 dollars, compares to \$8 per barrel, again in 1981 dollars, under the NEP. These net-backs are discount-

[Traduction]

Nous allons peut-être trop loin. Il se peut que nous devenions l'un des pays relativement chanceux du monde et que, d'ici la fin de la décennie, nous soyons un pays exportateur de pétrole. Advenant qu'il en soit ainsi en ce qui concerne l'exploration frontalière, en sus des autres, nous deviendrons des exportateurs. Mais nous ne devrions pas compter sur cette éventualité. Par conséquent, nous devons fournir un encouragement qui est comparable à celui qui est offert partout dans le monde, parce que nous sommes en concurrence dans ce domaine.

Le sénateur Yuzyk: Je désire vous remercier vivement. Je suis de bien des façons fier du Canada et j'aimerais voir le Canada prendre la tête dans ce domaine énergétique. C'est un domaine qui touche le monde entier et de bien des façons nous faisons figure de proue dans ce domaine. Je suis heureux que nous en discutons ici. Dans cinq ans, nous pourrions avoir d'autres idées au sujet de ce qui devrait être fait dans le domaine de l'énergie. Au moins, nous savons que nous avons un programme pour dix ans et nous savons aussi à quoi nous attendre entre-temps.

J'espère qu'on évitera le pire et que nous assisterons à un nivellement ou à une stabilisation au moins, des prix du pétrole. Il se peut qu'on découvre de nouvelles nappes qui n'exigeront pas des méthodes de récupération pétrolière poussées qui sont extrêmement coûteuses, comme le prouvent les témoignages qu'a entendus le Comité.

Je désire vous remercier des informations que vous nous avez fournies aujourd'hui. Je suis sûr qu'elles nous seront très utiles dans l'avenir.

Le président: Merci beaucoup messieurs. S'il n'y a rien à ajouter, Le Comité suspendra ses travaux.

M. Feldman: Je me demande, monsieur le président, si je pourrais apporter une correction au sujet des chiffres relatifs au bénéfice net.

Premièrement, je veux souligner que ceux-ci sont fondés sur les hypothèses énoncées par M. Prince. En vous donnant les chiffres plus tôt, j'ai comparé des pommes avec des oranges. Le chiffre de \$21 le baril était en dollars de 1981; le chiffre de \$15 était en dollars de 1978. Ceci équivaut à environ \$20 le baril.

De plus, j'aimerais changer ma définition de «bénéfice net» pour une autre qui est plus communément utilisée et qui vous semblera plus aisée, je crois. Selon la définition que j'ai utilisée, le bénéfice net était le montant «qui restait à la compagnie pour les immobilisations, les frais d'exploitation et le profit.» J'aimerais apporter le changement suivant: «qui restait à la compagnie pour les immobilisations et le profit.»

Le sénateur Guay: C'est uniquement du profit. Vous dites que vous avez comparé des pommes et des oranges, mais je crois que vous les mélangez à nouveau. Les deux réunis représentent le profit net. Autrement, ce montant ne pourrait servir à des investissements.

M. Feldman: Très bien. Selon l'hypothèse de M. Price, le baril de \$20, en dollars de 1978, procure un bénéfice net de \$6.90. Ce chiffre, en dollars de 1981, se compare à \$8 le baril, à nouveau en dollars de 1981, selon le PEN. Ces bénéfices nets

[Text]

ed at the inflation rate. I do not have the net-backs discounted at the inflation rate plus 8 per cent.

I should remind honourable senators that that assumption of \$20 per barrel was not the actual price; that was an arbitrary number that Dr. Prince used. In fact, the real price at that time was much lower.

Senator Guay: How much lower?

Mr. Feldman: The actual price in 1978 was \$12.25 per barrel, and Dr. Prince used \$20 in his base case.

The Chairman: Thank you, gentlemen. The committee will now adjourn.

The committee adjourned.

[Traduction]

sont actualisés au taux de l'inflation. Je n'ai pas les bénéfices nets actualisés au taux de l'inflation plus 8 p. 100.

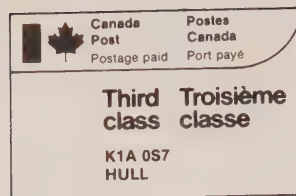
J'aimerais vous rappeler honorables sénateurs que l'hypothèse de \$20 le baril ne correspondait pas au prix réel; c'est un chiffre arbitraire utilisé par M. Prince. En fait, le prix réel à ce moment-là était beaucoup plus bas.

Le sénateur Guay: De combien?

M. Feldman: Le prix réel en 1978 était de \$12.25 le baril, et M. Prince a utilisé \$20 dans son exemple.

Le président: Merci, messieurs. Le Comité suspendra maintenant ses travaux.

Le Comité suspens ses travaux.



If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Printing Office,
Supply and Services Canada,
45 Sacré-Coeur Boulevard,
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7

En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:
Imprimerie du gouvernement canadien,
Approvisionnement et Services Canada,
45, boulevard Sacré-Coeur,
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7

WITNESSES—TÉMOINS

From the Department of Energy, Mines and Resources:

Mr. Georges Tough, Director-General, Energy Strategy;

Dr. James P. Hea, Director-General, Petroleum Resources;

Mr. Max Feldman, Policy Analyst, Petroleum Resources;

Mr. Thomas A. Hamp, Petroleum Resources Scientist,
Petroleum Resources.

Du ministère de l'Énergie, Mines et des Ressources:

M. Georges Tough, directeur général, Division de la stratégie de l'énergie;

M. James P. Hea, directeur général, Ressources pétrolières;

M. Max Feldman, analyste de la politique, Ressources pétrolières;

M. Thomas A. Hamp, chercheur de ressources pétrolières,
Ressources pétrolières.



First Session
Thirty-second Parliament, 1980-81

SENATE OF CANADA

*Proceedings of the Special
Committee of the Senate on the*

Northern Pipeline

Chairman:
The Honourable EARL A. HASTINGS

Thursday, February 19, 1981

Issue No. 11

Second Proceedings on:

The examination of transmission
and distribution of natural gas
in Quebec and the Maritime provinces

Première session de la
trente-deuxième législature, 1980-81

SÉNAT DU CANADA

*Délibérations du comité
spécial du Sénat sur le*

Pipe-line du Nord

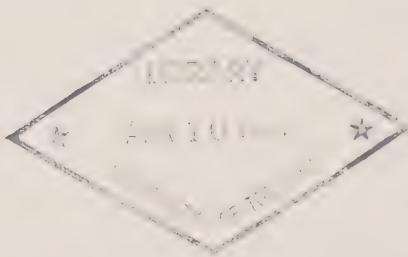
Président:
L'honorable EARL A. HASTINGS

Le jeudi 19 février 1981

Fascicule n° 11

Deuxième fascicule concernant:

L'étude du transport et de la
distribution du gaz naturel au
Québec et dans les Maritimes



WITNESSES:
(See back cover)

TÉMOINS:
(Voir à l'endos)

SPECIAL COMMITTEE OF THE SENATE
ON THE NORTHERN PIPELINE

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*
The Honourable Paul Lucier, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

| | |
|----------|------------|
| Adams | Lucier |
| Austin | Molgat |
| Balfour | Nurgitz |
| Bielish | *Perrault |
| Cottreau | Riley |
| Doody | Rowe |
| Guay | Sherwood |
| Hastings | Thériault |
| Hays | Tremblay |
| Langlois | Williams |
| | Yuzyk—(21) |

**Ex Officio Member*

(Quorum 5)

COMITÉ SPÉCIAL DU SÉNAT SUR
LE PIPE-LINE DU NORD

Président: L'honorable Earl A. Hastings
Vice-président: L'honorable Paul Lucier

Les honorables sénateurs:

| | |
|----------|------------|
| Adams | Lucier |
| Austin | Molgat |
| Balfour | Nurgitz |
| Bielish | *Perrault |
| Cottreau | Riley |
| Doody | Rowe |
| Guay | Sherwood |
| Hastings | Thériault |
| Hays | Tremblay |
| Langlois | Williams |
| | Yuzyk—(21) |

**Membre d'office*

(Quorum 5)

ORDER OF REFERENCE

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate of Wednesday, December 10th and of Tuesday, December 16, 1980:

The Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline presents its second report as follows:

Your Committee recommends that it be authorized to examine and report upon all aspects of the transmission and distribution of natural gas in Quebec and the Maritime provinces.

Respectfully submitted,

Le président

Earl A. Hastings

Chairman

"Pursuant to the Order of the Day, the Senate proceeded to the consideration of the Second Report of the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline.

The Honourable Senator Hastings moved, seconded by the Honourable Senator Haidasz, P.C., that the Report be adopted.

After debate, and—

The question being put on the motion, it was—
Resolved in the affirmative."

ORDRE DE RENVOI

Extrait des Procès-verbaux du Sénat du mercredi 10 décembre et du mardi 16 décembre 1980:

Le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord présente son deuxième rapport, comme il suit:

Votre Comité recommande qu'autorisation lui soit accordée pour enquêter et faire rapport sur toute question relative au transport et à la distribution du gaz naturel au Québec et dans les Maritimes.

Respectueusement soumis.

«Suivant l'Ordre du jour, le Sénat aborde l'étude du deuxième rapport du Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord.

L'honorable sénateur Hastings propose, appuyé par l'honorable sénateur Haidasz, C.P., que le rapport soit adopté.

Après débat,

La motion, mise aux voix, est adoptée.»

Le greffier du Sénat

Robert Fortier

Clerk of the Senate

MINUTES OF PROCEEDINGS

THURSDAY, FEBRUARY 19, 1981

(16)

The Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline met this day at 9:30 a.m., the Chairman, the Honourable Earl A. Hastings, presiding.

Present: The Honourable Senators Adams, Balfour, Doody, Guay, Hastings, Molgat, and Yuzyk. (7)

Present but not of the Committee: The Honourable Senators Lapointe and McElman. (2)

In attendance: Daniel Amireault, Administrative Assistant to the Committee. *From the Research Branch, Library of Parliament:* Sonya Dakers.

Witnesses:

Mr. Donald Wolcott, Senior Vice-President, Petro-Canada;
Mr. Richard A. Bailey, Manager of Planning, Arctic Pilot Project, Petro-Canada;

Mr. P. Douglas Bruchet, Assistant Project Manager, Environmental Socio-Economic Development, (Arctic Pilot Project, Petro-Canada);

Mr. Robert H. Andras, Senior Analyst, Engineering Economics, Project Evaluator, Corporate Planning, Petro-Canada;

Mr. Michael Bell, President, Melville Shipping Ltd. and Senior Vice-President, Federal Commerce and Navigation Ltd.;

Mr. Robin Abercrombie, Senior Vice-President, NOVA, An Alberta Corporation;

Mr. John Beddome, Executive Vice-President, Dome Petroleum Ltd.;

Mr. E. A. Wetherell, Manager, Engineering, Dome Petroleum Limited.

The Committee, in compliance with its Order of Reference dated December 16, 1980, continued its examination of transmission and distribution of natural gas in Quebec and the Maritime provinces.

The Chairman introduced the witnesses.

Mr. Wolcott made an Opening statement.

An audio-visual presentation on the Arctic Pilot Project by Mr. Bailey followed, during which Members of the Committee questioned the witnesses.

Mr. Andras made a statement accompanied by a slide presentation.

At 12:05 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

ATTEST:

PROCÈS-VERBAL

LE JEUDI 19 FÉVRIER 1981

(16)

Le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord se réunit aujourd'hui à 9 h 30, sous la présidence de l'honorable Earl A. Hastings (président).

Présents: Les honorables sénateurs Adams, Balfour, Doody, Guay, Hastings, Molgat, et Yuzyk. (7)

Présents mais ne faisant pas partie du Comité: Les honorables sénateurs Lapointe et McElman. (2)

Aussi présents: Daniel Amireault, adjoint administratif du Comité. *Service de recherches de la Bibliothèque du Parlement:* Sonya Dakers.

Témoins:

M. Donald Wolcott, premier vice-président, Pétro-Canada;
M. Richard A. Bailey, directeur de la planification, Projet pilote de l'Arctique, Pétro-Canada;

M. P. Douglas Bruchet, directeur adjoint du projet, Développement socio-économique de l'environnement. (Projet pilote de l'Arctique, Pétro-Canada);

M. Robert H. Andras, premier analyste, Économie technique, évaluateur de projets, Planification intégrée, Pétro-Canada;

M. Michael Bell, président, Melville Shipping Ltd., et premier vice-président, Federal Commerce and Navigation Ltd.;

M. Robin Abercrombie, premier vice-président, NOVA, An Alberta Corporation;

M. John Beddome, vice-président exécutif, Dome Petroleum Ltd.;

M. E. A. Wetherell, directeur, Génie technique, Dome Petroleum Limited.

Le Comité, conformément à son Ordre de renvoi du 16 décembre 1980, poursuit l'étude du transport et de la distribution du gaz naturel au Québec et dans les Maritimes.

Le président présente les témoins.

M. Wolcott fait une déclaration préliminaire.

M. Bailey fait une présentation audio-visuelle sur le projet pilote de l'Arctique au cours de laquelle les membres du Comité interrogent les témoins.

M. Andras fait une déclaration, accompagnée d'une présentation audio-visuelle.

A 12 h 05, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

ATTESTÉ

Le greffier du Comité

Aline Pritchard

Clerk of the Committee

EVIDENCE

Ottawa, Thursday, February 19, 1981

[Text]

The Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline met this day at 9.30 a.m. to receive a presentation on the Arctic Pilot Project.

Senator E. Hastings (*Chairman*) in the Chair.

The Chairman: Honourable senators, we continue our study today of the distribution of natural gas in Quebec and the maritime provinces. This morning we will have an audio-visual presentation on the Arctic Pilot Project, which has been described by some as one of the most ambitious and imaginative projects in the many ambitious energy projects to be undertaken in Canada over the next ten years.

The presentation this morning will take about an hour and a half, following which we will have a film on the passage of Dome's ship through the Arctic headwaters. I propose, then, to conduct the meeting until about 11.30, at which point we will have the film presentation.

Our witnesses this morning are as follows: Seated second from my right, Mr. Donald Wolcott, Senior Vice-President, Petro-Canada; on my immediate right, Mr. Robin Abercrombie, Senior Vice-President, NOVA, An Alberta Corporation; Mr. John Beddome, Executive Vice-President, Dome Petroleum Ltd.; and Mr. Michael Bell, President, Melville Shipping Ltd., a partner in the consortium the Arctic Pilot Project

Mr. Wolcott proposes to make a ten-minute introductory statement, following which we will have the audio-visual presentation.

Mr. Wolcott, please.

Mr. Donald Wolcott, Senior Vice-President, Petro-Canada: Thank you, Mr. Chairman. We appreciate the opportunity of being able to make this presentation to you. At the outset, I should like to clarify one point concerning this project. This project is not, in our view, a gas export project. What we are endeavouring to do through this project is to develop a transportation system. This transportation system, if put in place, would open the Arctic Islands.

We have chosen natural gas as the cargo. The reason for choosing natural gas is its abundance in the Arctic and the fact that it is a non-pollutant.

The Arctic, as we all know, is very sensitive environmentally. The project, therefore, needed a cargo that was not going to be harmful to that environment, as well as a cargo that would pay for this project.

In many respects, the project is of an experimental nature. What we are endeavouring to do has never been done before.

Hearings in connection with the development of a transportation system lasting approximately one month were held in the Arctic last April. We in Canada have always talked about a development project for the Arctic Islands, and we have seen many such proposals go by the boards, primarily because of the interest or disinterest on the part of the native peoples—

TÉMOIGNAGES

Ottawa, le jeudi 19 février 1981

[Traduction]

Le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord se réunit aujourd'hui à 9 h 30 pour entendre un exposé sur le projet pilote de l'Arctique.

Le sénateur E. Hastings (*président*) occupe le fauteuil.

Le président: Honorables sénateurs, nous poursuivons aujourd'hui notre étude sur la distribution du gaz naturel au Québec et dans les Maritimes. Ce matin, on va nous présenter un exposé audio-visuel sur le projet pilote en question, que certains ont décrit comme étant l'un des plus ambitieux et des plus imaginatifs de tous les projets énergétiques qui seront mis en œuvre au Canada au cours de la prochaine décennie.

L'exposé de ce matin durera environ une heure et demie, à la suite de quoi on nous présentera un film sur le passage du navire de la Dome dans les eaux de l'Arctique. Je me propose donc de diriger la séance jusqu'à 11 h 30, heure à laquelle nous verrons le film.

Voici nos témoins de ce matin: deuxième personne à ma droite, M. Donald Wolcott, Premier vice-président de Pétro-Canada; à ma droite immédiate, M. Robin Abercrombie, Premier vice-président de la Société NOVA (Société albertaine), M. John Beddome, vice-président exécutif de la Dome Petroleum Ltd. et enfin M. Michael Bell, président de la Société Melville Shipping Ltd., partenaire du consortium concernant le projet pilote de l'Arctique.

M. Wolcott propose de faire une déclaration préliminaire de dix minutes, après quoi nous aurons l'exposé audio-visuel.

Monsieur Wolcott, s'il vous plaît?

M. Donald Wolcott, (premier vice-président, pétro-Canada): Merci, Monsieur le président. Nous sommes heureux de pouvoir venir vous donner cet exposé aujourd'hui. Je voudrais, dès le départ, clarifier un point au sujet du projet: il ne s'agit pas d'un projet d'exportation de gaz, mais plutôt de la création d'un réseau de transport qui devrait permettre d'avoir accès aux îles de l'Arctique.

Nous avons choisi le gaz naturel à cause de son abondance à cet endroit, et compte tenu du fait qu'il n'est pas polluant.

Comme vous le savez, la région de l'Arctique est très fragile sur le plan écologique. Il fallait donc, une cargaison qui ne nuise pas à son environnement et qui rentabilise en même temps le projet.

Sous bien des côtés, il s'agit d'un projet expérimental. Ce que nous essayons de faire n'a jamais été réalisé auparavant.

En avril dernier, il y a eu pendant un mois environ des audiences concernant la mise sur pied d'un réseau de transport dans l'Arctique. Au Canada, nous avons toujours parlé de projets de développement des îles de l'Arctique et nous avons vu beaucoup de propositions de ce genre échouer, surtout à cause de l'intérêt ou du désintérêt manifesté par les autochtones...

[Text]

The Chairman: Mr. Wolcott, you spoke of hearings being held in the Arctic. What hearings are you referring to?

Mr. Wolcott: Those were EARP hearings, Environmental Assessment Review Panel hearings.

We received clearance from EARP for this project. I am pleased to say that the native people in all four communities that we attended supported this project, those communities being Arctic Bay, Pond Inlet, Resolute, and Grise Fiord.

We would like to talk about the importance, in our view, of a transportation system. We hear a lot nowadays about energy self-sufficiency. In Canada, we have very long distances to cover. There are three things that are necessary for the supply of energy: one, the source; second, you have to know how to produce it; and third—and I believe this is the most important aspect—a transportation system to move it into the market where it is required. That is what we are dealing with in this Arctic Pilot Project.

While the dollars involved in this project are large, the project itself is quite small. During the course of the presentation, a comparison will be made of this project with the G.C.O.S. facility. At the time that facility was built, it was classed as a pilot. If it were to be built in our timeframe, the costs would be greater than the costs for the Arctic Pilot Project. But it was truly a pilot, as this is also a pilot.

In addition to Messrs. Abercrombie, Beddome and Bell, we have with us representatives of both Dome and Petro-Canada. These gentlemen will give you a presentation of the project such that you can better understand the workings of it and how it ties into the Canadian system. They will also point out that it opens opportunities for the movement of materials from the Arctic to other parts of the world via the sea.

The two main participants in the presentation will be Mr. Richard Bailey and Mr. Robert Andras. Mr. Bailey is an Assistant Project Manager; Mr. Andras is a manager in our Corporate Planning. Mr. Andras will deal with the economics of the project.

No new project, in my experience at least, has a very attractive economic picture. New projects are always difficult, and the Arctic Pilot Project is no exception. To my mind, we could rank the Arctic Pilot Project, with an export market such as we envisage, about equivalent to the Alsands Syncrude project. There are many people in the oil industry today would say that a 15 or 16 per cent Dcf is not really attractive—and perhaps I would agree with that. However, it is still a payout. The alternative is that we build an icebreaker or a tanker and sail it around to prove that we can move through the ice and pay for the entire cost, which would be in the hundreds of millions of dollars, with no return whatsoever.

We think we have a very good project for Canada—even from the point of view of sovereignty over the Arctic Islands. It would be a visible project and one which would take command of the Arctic and, in so doing, move Canada from No. 7 or 8 in icebreaking knowhow in the world to No. 1.

With those few remarks, Mr. Chairman, I shall now turn it over to Mr. Bailey for the slide presentation.

[Traduction]

Le président: Monsieur Wolcott, vous avez parlé d'audience qui ont eu lieu dans l'Arctique. De quelles audiences s'agit-il?

M. Wolcott: De celle de la Commission des évaluations environnementales (CEE).

Nous avons reçu son autorisation pour ce projet. Je suis heureux de dire que les autochtones des quatre collectivités que nous avons visitées, Arctique Bay, Pond Inlet, Resolute et Grise Fjord, l'ont approuvée.

Nous aimerions vous parler de l'importance que revêt, selon nous, la mise en place d'un réseau de transport. On entend beaucoup parler aujourd'hui d'autonomie énergétique. Or, au Canada, les distances sont longues. Donc, trois éléments sont nécessaires à l'approvisionnement énergétique. Premièrement, la source, deuxièmement les techniques de production et troisièmement, et c'est sans doute l'aspect le plus important, un réseau de transport adéquat pour desservir les marchés. C'est sur quoi porte ce projet pilote.

Bien que les sommes en cause soient importantes, le projet lui-même est très réduit. Au cours de l'exposé, nous ferons une comparaison entre ce projet et les installations du G.C.O.S. Au moment où cette installation a été construite, il s'agissait d'un projet pilote. Si on devait la construire dans nos délais, le coût en serait plus élevé que celui du projet pilote de l'Arctique. Toutefois, ce sont des projets pilotes dans les deux cas.

En plus de MM. Abercrombie, Beddome et Bell, nous avons également des représentants de la société Dome et de Pétro-Canada. Ils vont vous présenter le projet, pour que vous en saisissiez mieux le mécanisme et la manière dont il s'intégrera au réseau canadien. Ils vous expliqueront également comment cela ouvre les portes au transport maritime international à partir de l'Arctique.

Les deux principaux intervenants seront MM. Richard Bailey et Robert Andras. Le premier est directeur adjoint de projet et le deuxième, directeur de la planification de notre société. Il traitera de la rentabilité du projet.

Il n'y a pas de nouveaux projets qui soient très attrayants sur le plan financier: Il sont toujours difficiles et le projet en question n'y fait pas exception. Nous pourrions, d'après moi, comparer le projet pilote de l'Arctique—compte tenu du marché d'exportation que nous envisageons—au projet Alsands Syncrude. Même si nombre de personnes de l'industrie pétrolière estiment qu'un rendement de 15 ou 15 p. 100 Dcf n'est pas très attrayant, et j'en conviens, mais c'est quand même quelque chose. L'autre solution consisterait à construire un brise-glace ou un bateau-citerne pour prouver que nous pouvons nous déplacer dans les glaces, en payant tous les frais qui s'élèveraient à des centaines de millions de dollars, sans obtenir aucun rendement.

Nous estimons qu'il s'agit d'un projet très important pour le Canada, même du point de vue de la souveraineté concernant les îles de l'Arctique. Ce sera un point très visible, nous permettant d'avoir mainmise sur l'Arctique et, faisant ainsi passer le Canada de la 7^e ou 8^e position, à la première position mondiale, en matière de brise-glaces.

Cela dit, monsieur le président, je vais maintenant céder la parole à M. Bailey pour la présentation des diapositives.

[Text]

The Chairman: As I understand it, we can interrupt at any time through the slide presentation to pose questions.

Mr. Richard A. Bailey (P. Eng., Manager of Planning, Arctic Pilot Project, Petro-Canada): Please feel free to do so.

Honourable senators, the presentation which we will be showing you this morning will be in two major parts. The first part will deal with an overview of the project, the main components, as well as some of the physical and environmental factors we will be up against, to be followed with a view of the economics of the project. I shall deal with the first part, with Mr. Andras covering the second part.

My portion of the presentation will be divided into four major sections—a brief overview, giving you some background information on the project; a quick look at each of the five major components of the project, to be followed by some details about each of those components; and lastly, some information on the benefits of the project as we see them.

As Mr. Wolcott mentioned, we like to describe the project as a pilot-scale demonstration of a transportation method. There is no question that it is an energy project in the sense that we are transporting 250 million cubic feet a day of natural gas. For comparison purposes, that is approximately equal to about 40,000 barrels of oil per day on an energy-equivalent basis, or approximately equal to the consumption of natural gas for the city of Calgary on a daily average basis in the year 1979 with a population of 560,000-odd. That gives you an idea of the energy impact. But the important point, as far as we are concerned, is that it is a demonstration of a transportation method.

The sponsors of the project, as shown on this slide, are as follows: Petro-Canada, with 37½ per cent of the equity; NOVA, An Alberta Corporation, with 25 per cent; Dome Petroleum Ltd., with 20 per cent; and Melville Shipping Ltd., with 17½ per cent. Melville Shipping is itself a consortium comprised of Federal Commerce and Navigation Ltd., Upper Lakes Shipping Ltd., and Canada Steamship Lines (1975) Ltd.

Petro-Canada, with an equity interest of 37½ per cent, is the largest participant and the Project operator. We think this is a very strong Canadian-based consortium.

The organization of the project, as I mentioned, has Petro-Canada as the overall operator. On the second line of this slide you will see the three major facilities of the project. From left to right, they are the Melville Island Pipeline, to be owned by the APP—the percentages are shown on the previous slide—and to be designed and operated by NOVA; then in the center, the Bridport Terminal, which will again be owned by the APP but designed and operated by Petro-Canada; and on the right, the LNG carriers, owned by the APP and designed by a team jointly comprised of Dome and Melville personnel.

On the lower left-hand corner is one of the associated facilities, the northern Drake Point Field development and gas dehydration facilities, to be owned and operated by Panarctic Oils, and on the lower right-hand corner, the southern termi-

[Traduction]

Le président: Si j'ai bien compris, nous pouvons interrompre n'importe quand pour poser des questions?

M. Richard A. Bailey (ingénieur, directeur de la Planification, projet pilote de l'Arctique, Pétro-Canada): Ne vous gênez pas.

Honorables sénateurs, notre présentation est à deux volets: la première partie vous donnera un aperçu global du projet, ses principales composantes, de même que certains facteurs matériels et écologiques auxquels nous nous trouverons confrontés et la deuxième partie portera sur la rentabilité du projet. Je parlerai de la première partie et passerai la parole à M. Andras, pour la seconde.

Mon exposé sera subdivisé en quatre parties principales à savoir: un bref aperçu, vous donnant les renseignements de base sur le projet, un aperçu rapide sur les cinq principaux éléments du projet, suivi de quelques détails sur chacun deux et enfin les avantages du projet tels que nous les percevons.

Comme l'a dit M. Wolcott, il s'agit d'un projet pilote démontrant une méthode de transport à l'échelle. Bien entendu c'est aussi un projet énergétique du fait que nous transportons 250 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel. Ne serait-ce qu'à titre de comparaison, cela correspond à environ 40,000 barils de pétrole par jour en équivalent énergétique, ou à la consommation quotidienne en gaz naturel de Calgary en 1979 pour une population de 560,000 habitants. Cela vous donne donc une idée de l'incidence énergétique du projet. Mais l'important, c'est qu'il démontre une méthode de transport.

Les commanditaires du projet, comme l'indique cette diapositive, sont: Pétro-Canada, avec une participation de 37½ p. 100, la Société NOVA (de l'Alberta) avec 25 p. 100, la Dome Petroleum Ltd. avec 20 p. 100 et enfin la Melville Shipping Ltd. avec 17 p. 100. Cette dernière est elle-même un consortium comprenant: la Federal Commerce and Navigation Ltd., la Upper Lakes Shipping Ltd. et la Canada Steamship Lines (1975) Ltd.

Pétro-Canada constitue donc, avec 37½ p. 100, le plus gros participant et est le maître d'œuvre du projet. Nous estimons que c'est un consortium canadien très solide.

Quant à l'organisation du projet, comme je l'ai dit, c'est Pétro-Canada le maître d'œuvre. À la deuxième ligne de cette diapositive, vous voyez les trois principales installations du projet. De gauche à droite, il y a le Melville Island Pipeline qui appartiendra à l'APP—les pourcentages étaient indiqués dans la diapositive précédente—et devrait être conçu et exploité par la société Nova. Ensuite, au centre, le Bridport Terminal qui appartiendra également à l'APP et sera conçu et exploité par Pétro-Canada. À droite, les transporteurs de Gas Naturel liquide appartenant à l'APP et conçus par une équipe composée d'employés de la Dome et de la Melville.

En bas de la diapositive à gauche, vous avez l'une des installations connexes, le projet Northern Drake Point Field et les installations de déshydratation du gaz, devant appartenir à Panarctic Oils qui l'exploitera également. Puis, en bas de la

[Text]

nal in Eastern Canada, to be owned and operated by Trans-Canada Pipelines.

The map shown on this slide shows the route of the ships from Melville Island in the Queen Elizabeth group of the Arctic Islands to one of two eastern terminal locations.

The position we have taken is that both terminal locations are technically acceptable to the participants. We would give the Strait of Canso site equal consideration to that given to the Gros Cacouna site, provided that the TQ & M(P) pipeline is expeditiously constructed.

The two terminal locations are Gros Cacouna, which is about 120 miles down river from Quebec City on the St. Lawrence River, and Melford Point on the Strait of Canso in Nova Scotia.

Also shown on this map are some of the options for bringing northern resources to southern markets—the Dempster lateral, which would be part of the Foothills Pipeline System; the central Y concept of the Polar Gas system, and the existing TCPL pipeline system, which is shown in red in the Saskatchewan, Manitoba and Ontario sections. The green dots represent the 11 export points for natural gas moving into the U.S. markets from Canada.

This next slide represents a very brief look at our construction schedule. It shows that if we were to receive approval from the regulatory authorities in Canada early in 1981, we could have the facilities on line mid-year 1985. The go-ahead approval noted in the first quarter of 1982 is coincident with FERC and ERA approval in the United States.

As you can see, we have some major shipping windows—the sea lifts in the years 1983 and 1984 and, to a lesser extent, in 1985, when we will be using the six—to eight-week Arctic shipping window to barge in our facilities for the pipeline and the plants.

If we adhere to the front end of this schedule, we can have the ships in the water mid-year 1985, in time for trial runs prior to the contractual start of production, which is January 1, 1986.

The Chairman: How are you doing on the front end of the regulatory approval?

Mr. Bailey: I will be getting to a slide in a moment, Mr. Chairman, which outlines our current status. I guess one could say that there is some danger of a little slippage on the front end. We are not sure just yet as to what the impact of that slippage will be on the back end. However, because of the six-to eight-week Arctic shipping window, there is the danger that any slippage on the front end means a one-year delay at least on the back end.

Mr. Wolcott: If I may add somewhat to that answer, we do see some slippage on the front end. We have been asked by some people why it is that we are trying to do this project at a time when we do not need the gas in Canada. While it is true

[Traduction]

diapositive à droite, vous avez le terminal sud de l'Est canadien et qui appartiendra à la société Transcanada Pipeline qui l'exploitera.

La carte que vous voyez sur cette disposition indique le parcours des navires de puis l'Île Melville du groupe d'îles de l'Arctique de la reine Elizabeth, jusqu'à l'un des deux emplacements de terminal situés dans l'Est.

D'après nous, ces derniers sont tous les deux acceptables techniquement parlant, pour les participants. Nous prendrons autant en considération le site du détroit de Canso que le site de Gros Cacouna, à condition que le pipeline TQ & M(P) soit rapidement construit.

Les deux terminaux sont Gros Cacouna, qui se situe à peu près à 120 milles de la ville de Québec sur le Saint-Laurent et Melford Point, dans le détroit de Canso en Nouvelle-Écosse.

Vous voyez également sur cette carte, certaines solutions permettant d'acheminer les ressources du Nord vers les marchés du Sud à savoir: l'embranchement de Dempster, qui fera partie du réseau de la Foothills, le Y central du réseau de la Polar Gas et le réseau actuel de la Trans-Canada Pipeline, lequel est indiqué en rouge pour les sections de la Saskatchewan, du Manitoba et de l'Ontario. Les points verts représentent les onze points d'exportations pour l'acheminement du gaz naturel à destination des marchés américains.

La diapositive suivante donne un bref aperçu de notre programme de construction: Si nous recevions l'approbation des organes de réglementation canadiens au début de 1981, les installations pourraient être opérationnelles d'ici le milieu de l'année 1985. L'autorisation d'amorcer les travaux, indiquée pour le début de 1982, correspond à celle de la FERC et de l'ERA des États-Unis.

Comme vous pouvez le voir, nous avons quelques longues périodes navigable dans l'Arctique—le niveau de la mer sera plus haut en 1983 et en 1984 et dans une moindre mesure, en 1985, année où nous utiliserons la période navigable de six à huit semaines pour transporter sur place nos installations pour le pipeline et les équipements.

Si nous respectons la première partie de ce programme, nos navires pourraient naviguer d'ici le milieu de 1985, à temps pour effectuer les parcours d'essais avant le début contractuel de la production prévu pour 1986.

Le président: Où en êtes-vous pour ce qui est de l'approbation réglementaire?

M. Bailey: Je vais vous montrer dans un moment une diapositive qui montre notre situation actuelle. L'approbation risque d'être retardé et nous ne savons pas encore quelles en seront les répercussions à la fin du programme. Toutefois, compte tenu de la période navigable dans l'Arctique qui est de six à huit semaines dans l'Arctique, on court le risque que tout faux départ entraîne un retard d'au moins un an.

M. Wolcott: Je peux vous dire que nous prévoyons un retard en début de programme. Certains nous ont demandé pourquoi nous nous efforçons de mettre en œuvre ce projet à une époque, où nous n'avons pas besoin de gaz au Canada. Bien

[Text]

that we do not need this gas in Canada, if we are to develop a transportation system—and the schedule that is shown here has, in my view, slipped one year—we would have to run this project for approximately two years before the knowledge was of use to us in terms of bringing oil or other natural resources into the Canadian market, putting us into 1988. If we were then ready to move oil or gas from the Arctic, we would have to take four years, assuming we had perfect clearance from the regulatory authorities, to build a larger system.

So, we believe that we are behind with this project. To delay it would be to destroy it, and we would not have the learning curve for this transportation system. We would then be faced, in all probability, with the necessity of moving larger volumes of oil and gas from the Arctic in the 1990s without the expertise that we would have gained from this first research development-type project.

Senator Guy: What type of oil do you envisage bringing forth from that area?

Mr. Wolcott: While some oil has been found in the Arctic, it is not in sufficient quantity to be commercial. There are some condensates connected with the Whitefish reserve of gas—from 25 to 45 barrels per million cubic feet—that would be considered oil for shipping purposes.

The Geological Survey of Canada have, in their report, indicated that we will find 5.5 billion barrels of oil in the central Arctic, specifically in these basins that we are dealing with. That is the oil that we are talking about. The knowledge that is gained from this project will be required to move oil from any other part of the Arctic. Even the Hibernia reserves, in my opinion, will require the knowledge that this project develops in terms of shipping oil and gas. A pipeline from Hibernia, as you are probably aware, would be a difficult proposition because of iceberg scouring of the bottom of the sea. It would be more like a tunnel, and very costly.

Senator Guay: I perhaps did not phrase my question correctly. I am interested in knowing whether the type of oil that you envisage extracting from this area would be classified as light oil or heavy oil, or what type of oil do you expect to extract?

Mr. Wolcott: The oil discoveries to date consist of fairly light oil. The condensate connected with the Whitefish reserve is very light—perhaps 45, 50 gravity.

Mr. Bailey: In terms of a little bit of background information about Canadian oil and gas sedimentary basins and deposits, I should like to focus for a moment on this next slide, which shows, in the Alberta/Saskatchewan/northeastern B.C. area—the Western Canada basin—a very well-explored area, probable gas reserves in place of the order of 115 trillion cubic feet, of which about 75 trillion remain to be produced in the future.

Moving in a counter-clockwise fashion, the Scotian Basin offshore Nova Scotia has been the scene of the fairly well-

[Traduction]

que cela soit vrai, si nous voulons créer un réseau de transport—et le programme que nous vous montrons ici est, selon moi, en retard d'un an—il faudra exploiter ce projet pendant environ deux ans, avant d'en retirer les connaissances voulues pour acheminer le pétrole, et autres richesses naturelles, vers les marchés canadiens, ce qui nous met en 1988. Si nous étions prêts à transporter du pétrole ou du gaz naturel de l'Arctique, il nous faudrait quatre années pour construire un réseau plus étendu en supposant que nous ayons obtenu toutes les autorisations voulues des autorités compétentes.

Nous jugeons donc avoir pris du retard avec ce projet. Retarder sa mise en œuvre équivaldrait à le détruire. Nous n'aurions pas ainsi les connaissances nécessaires pour construire ce réseau de transport. Selon toute probabilité, il nous faudrait transporter dans les années 1990 des quantités plus importantes de pétrole et de gaz naturel venant de l'Arctique sans avoir eu l'occasion d'acquérir une certaine expérience par la mise en œuvre de ces premiers projets axés sur la recherche.

Le sénateur Guay: Quel genre de pétrole envisagez-vous ramener de cette région?

M. Wolcott: On a découvert du pétrole dans l'Arctique, mais pas en qualité commerciale. On pourrait considérer comme du pétrole, aux fins de transport, les quelque 25 à 45 barils de condensats contenus dans chaque million de pieds cubes de gaz naturel extraits du gisement Whitefish.

La Commission géologique du Canada estime, dans son rapport, que les réserves de pétrole s'élèvent à 5,5 milliards de barils dans l'Arctique central et, plus particulièrement, dans les bassins auxquels nous venons de faire allusion. Voilà le pétrole qui nous intéresse. L'expérience qui sera acquise grâce à ce projet est nécessaire pour le transport du pétrole dans l'Arctique. A mon avis, cette expérience sera même utile pour le transport des réserves d'Hibernia. Comme vous le savez sans doute, il serait difficile de construire un pipe-line à partir du gisement Hibernia en raison des icebergs qui crevassent le fond de la mer. Ce pipe-line ressemblerait à un tunnel et serait très coûteux.

Le sénateur Guay: J'ai peut être mal posé ma question. J'aimerais savoir si le genre de pétrole que vous envisagez extraire de cette région serait considéré comme du pétrole léger ou du pétrole lourd?

M. Wolcott: Les découvertes effectuées jusqu'à maintenant consistent en pétrole plutôt léger. Le condensat trouvé au gisement Whitefish est très léger, sa gravité est peut-être de 45 à 50.

M. Bailey: Pour vous renseigner quelque peu sur les bassins sédimentaires et les gisements de pétrole et de gaz naturel au Canada, j'aimerais attirer votre attention pour le moment sur la diapositive suivante qui montre la région comprenant l'Alberta, la Saskatchewan et le nord-est de la Colombie-Britannique, c'est-à-dire le bassin de l'Ouest du Canada, une région qui a été très bien explorée, dont les réserves pétrolières estimées sont de 135 billions de pieds cubes. Environ 75 billions de pieds cubes seront produits dans l'avenir.

Dans le sens opposé aux aiguilles d'une montre, la diapositive illustre les découvertes bien connues de l'Île de Sable qui

[Text]

known Sable Island discoveries. As yet, insufficient drilling has taken place to prove the reserves, but likely reserves are of the order of 2 trillion cubic feet of gas. Estimates seem to suggest that this gas will be on production in the mid to late 1980s at a rate probably in the order of 250 million cubic feet a day. It is comparable to the APP in terms of size.

Whether that moves to markets in eastern Canada or the United States by pipeline or by LNG, we are not sure as yet.

As Mr. Wolcott mentioned a moment ago, the East Newfoundland Basin is of course the scene for the Hibernia discoveries. A lot of emphasis has been placed on the oil that has been found to date in the wells, but what frequently is not mentioned is the amount of gas associated with that oil.

In some of the horizons, the gas-to-oil ratio is of the order of 600 to 1,000 standard cubic feet per barrel, indicating that, after production has begun and some gas has been re-injected for pressure maintenance of the reservoir, there will be gas available for production—again, probably comparable in scale to the Arctic Pilot Project.

Considering the distance of that deposit from markets and the difficulties with icebergs, we suggest that a very likely means of moving that gas will be as LNG. Hence, the importance of developing the transportation method now.

The Labrador Basin to the north and west of the East Newfoundland Basin has been the scene of several gas condensate discoveries, four or five in number, with seven out of nineteen wells to the end of 1979 indicating hydrocarbon potential. That is a very high success ratio for a basin in that stage of exploration. Again, distance from markets will probably dictate that this gas, when it moves, will move as LNG.

For the moment, I will skip over the Sverdrup Basin and touch for a moment on the Beaufort Basin. The Beaufort Basin, as we know from Dome's experience, is the scene of several gas and oil discoveries, with gas reserves, including the Mackenzie Delta portion, being of the order of 7 trillion cubic feet. The method of marketing from that area is not defined as yet, but again it could be as LNG.

Coming back to the Sverdrup Basin, which is shown on this slide the gas fields that have been found to date are shown in red, with the one oil field that has been found on Cameron Island, the Bent Horn field, shown in green.

The gas reserves that have been found to date are of the order of 17 trillion cubic feet of marketable gas, with the majority of the reserves lying on the Sabine Peninsula of Melville Island.

The Drake Point field, for example, has about 5.5 trillion cubic feet of marketable gas in place; Hecla has about 3.5 trillion cubic feet; and the Whitefish discovery, possibly 2 trillion cubic feet, but a very low density of drilling as yet; and

[Traduction]

ont été effectuées dans le bassin Scotian au large de la Nouvelle-Écosse. Toutefois, on n'a pas foré suffisamment de puits pour prouver indéniablement que les réserves sont bien de 2 billions de pieds cubes de gaz naturel. On s'attend que vers la fin des années 1980 on produise 250 millions de pieds cubes de ce gaz naturel par jour. L'importance de ce gisement est comparable à celui du projet pilote de l'Arctique.

Nous ne savons pas encore si ce gaz sera amené aux marchés de l'Est du Canada ou des États-Unis par pipe-line ou s'il sera liquéfié.

Comme M. Wolcott vient de le mentionner, le bassin à l'est de Terre-Neuve est évidemment témoin des découvertes d'Hibernia. On a attaché beaucoup d'importance jusqu'à maintenant au pétrole découvert dans les puits, mais on n'a pas mentionné la quantité de gaz naturel qui accompagne ce pétrole.

Dans certains des horizons, la proportion de gaz continue dans le pétrole est de quelque 600 à 1,000 pieds cubes par baril ce qui indique qu'après le début de la production, lorsque du gaz naturel aura été réinjecté pour maintenir la pression dans le réservoir, il y aura encore une quantité de gaz disponible comparable à celle du Projet pilote de l'Arctique.

Compte tenu de l'éloignement de ce gisement des marchés et des difficultés que posent les icebergs, nous croyons que la meilleure façon de transporter ce gaz serait de le liquéfier, de là l'importance d'expérimenter maintenant ce mode de transport.

Le bassin du Labrador situé au nord et à l'ouest du bassin de l'est de Terre-Neuve a été témoin de 4 ou 5 découvertes de condensats. En outre, 7 des 19 puits indiquaient à la fin de 1979, un potentiel en hydrocarbures. C'est un taux de succès très élevé pour un bassin à ce stade d'exploration. Compte tenu de l'éloignement des gisements des marchés, il est probable que ce gaz naturel sera transporté sous forme liquéfiée.

Je laisserai de côté pour le moment le bassin Sverdrup pour parler du bassin de Beaufort. Comme nous l'a enseigné l'expérience de Dome, il y a eu plusieurs découvertes de gaz naturel et de pétrole dans le bassin Beaufort et ces réserves de gaz, y compris celle de la partie du Delta du Mackenzie, se chiffrent à quelque 7 billions de pieds cubes. Il n'a pas encore été décidé quel mode de transport sera choisi pour la commercialisation des réserves de cette région, mais le gaz naturel pourrait encore être transporté sous forme liquéfiée.

Quant au bassin Sverdrup, qui apparaît sur cette diapositive, les gisements de gaz naturel qui ont été découverts jusqu'à maintenant sont dessinés en rouge, et le seul gisement de pétrole découvert sur l'île Cameron, le gisement Bent Horn, apparaît en vert.

Les réserves de gaz qui ont été découvertes jusqu'à maintenant se chiffrent à 17 billions de pieds cubes. La majorité de ces réserves se trouve sur la presqu'île Sabine de l'île Melville.

Le gisement de Drake Point, par exemple, contient quelque 5.5 billions de pieds cubes de gaz naturel, celui d'Hecla quelque 3.5 billions, celui de Whitefish possiblement 2 billions même s'il n'y a eu que très peu de forage, dans cette région.

[Text]

towards the north and east is a cluster of half a dozen fields in the King Christian-Ellef Ringnes Island area, each of which is in the range of a half a billion to 2 trillion cubic feet of marketable gas in place.

Altogether, again 17 trillion cubic feet discovered, with the Geological Survey of Canada indicating that the ultimate reserves are probably of the order of 60 to 100 trillion cubic feet of gas.

Putting all of this together, we see that there is a lot of gas in Canada that will probably move as LNG.

The Arctic Islands investment that has taken place to date is shown on this slide. I apologize for the fact that the scale is off the bottom of the screen. It runs, from the left, 1960 through 1979. That scale in millions of 1979 dollars, using the consumer price index as an inflation factor.

The intent of this slide is to illustrate the positive exploration climate that existed until 1974 and the turndown thereafter, when the explorationists and would-be producers could not see, in the near term, the possibility or probability of a positive cash flow.

We would suggest that the Arctic Pilot Project offers one of the first possibilities that they will have for a positive cash flow.

Just to illustrate that, I point out that in the last two to three years Petro-Canada has been assuming 80 per cent of the funding of Panarctic, despite the fact that our ownership is in the 45 per cent range. Because of the optimism generated by this project, we believe that the next round of financing will be fully subscribed by all participants.

Coming back for a moment to the major project components, of which there are five in number, in the upper right-hand corner you see the Drake Point facility, which is to be constructed by Panarctic. In the upper center we have the pipeline facility, which is to be constructed by NOVA, an Alberta Corporation; next, the Bridport facilities, to be constructed by Petro-Canada; next, on the right, the icebreaking tankers, being the joint responsibility of Dome and Melville; and finally, the regasification terminal, being the responsibility of TCPL.

Just to focus on each of these major elements for a moment, the Drake Point facility that Panarctic is proposing to construct will consist of eight wells, to be drilled in clusters of four. They will be directionally drilled from each of those two pads marked as Nos. 2 and 6. Approximately central to those two drilling pads will be a dehydration plant and a refrigeration plant.

The gas in the Drake Point field is both hydrocarbon and water dry, and runs about 98 per cent methane. So, it is a minimum treatment facility that we are proposing to drill there.

The gas will be chilled to minus six degrees Celsius to prevent damage to the permafrost along the pipeline route—

[Traduction]

Vers le nord et l'est, 6 gisements dans la région autour des îles Roi Christian et Ellef Ringnes dont les réserves estimées sont pour chacun d'un demi milliard à deux billions de pieds cubes.

Au total, on a découvert quelque 17 billions de pieds cubes de gaz naturel et la Commission géologique du Canada estime que les réserves totales se chiffrent probablement à quelque 60 à 100 billions de pieds cubes de gaz.

On se rend donc compte qu'il y a beaucoup de gaz naturel au Canada qui sera probablement transporté sous forme liquifiée.

Cette diapositive montre les investissements qui ont été consentis jusqu'à maintenant dans les îles de l'Arctique. Je m'excuse du fait que l'échelle n'apparaît pas au bas de l'écran. Elle va de 1960 à 1979. Cette échelle est en millions de dollars de 1979 et utilise l'index des prix à la consommation comme facteur de mesure de l'inflation.

Cette diapositive vise à illustrer le climat propice à l'exploration qui existait jusqu'en 1974 et le déclin subséquent lorsque les explorateurs et les producteurs éventuels n'envisageaient pas de recettes à court terme.

À notre avis, le Projet pilote de l'Arctique leur offre pour la première fois la possibilité d'effectuer des recettes.

À cet égard, j'aimerais souligner que depuis les deux ou trois dernières années, Petro Canada assure 80 pour cent du financement de Panarctic même si la participation canadienne à cette société ne dépasse pas 45 pour cent. En raison de l'optimisme engendré par ce projet, nous croyons que tous les participants assureront pleinement à l'avenir le financement de la société.

Je reviens pour un instant aux cinq principaux projets. Dans le coin supérieur gauche, vous voyez l'installation de Drake Point qui sera construite par Panarctic. Au centre, vous voyez le pipe-line qui sera construit par NOVA, une société de l'Alberta, vous voyez ensuite les installations de Bridport qui seront construites par Petro Canada et ensuite à droite les pétroliers brise-glaces dont sont responsables conjointement Dome et Melville et finalement l'installation de regasification qui relève de Trans Canada Pipeline.

J'aimerais vous dire quelques mots au sujet de ces projets importants. D'abord, l'installation de Drake Point que Panarctic propose de construire comportera huit puits qui seront forés en groupe de quatre. Le forage dirigé s'effectuera à partir de deux aires qui portent les numéros 2 et 6. Environ au centre de ces aires de forage, on construira une usine de déshydratation et une usine de réfrigération.

Le gaz naturel du gisement de Drake Point ne contient pas d'hydrocarbures ni d'eau, mais environ 98 pour cent de méthane. Nous nous proposons donc de construire à cet endroit une installation de traitement minimal.

Le gaz sera refroidi jusqu'à six degrés Celsius pour éviter d'endommager le pergélisol le long du tracé du pipe-line.

[Text]

The Chairman: What are the reserves in the Drake Point field?

Mr. Bailey: Approximately 5.5 trillion cubic feet of marketable gas in place.

The Chairman: That is 5.5 trillion cubic feet out of a total of 17 trillion cubic feet in this area?

Mr. Bailey: Yes. The project, over its 20-year life, will consume about 2 tcf, or less than half of what is in the Drake Point field and about 10 per cent of what has been discovered to date in the Islands.

Proceedings from north to south, the second major facility of the project is the pipeline, to be constructed by NOVA. It is a 22-inch, 100-mile pipeline across Melville Island from the Drake Point field to the natural harbour at Bridport Inlet.

There are two basic reasons for the existence of the pipeline: One is the lack of adequate harbour facilities for our ships in the north at Drake Point; and the second is the more severe ice conditions that exist once you are north of approximately Rea Point, which is in the lower right-hand corner of the map.

We believe that the construction—

Senator Molgat: What is the approximate distance between the Drake Point field and this harbour?

Mr. Bailey: It is a distance of 100 miles, senator.

We believe that the construction of this pipeline will significantly extend our knowledge in terms of the fact that it is the first pipeline to be built in Canada in a continuous permafrost regime. We therefore expect to gain considerable knowledge in terms of pipeline ditching and backfill techniques in this environment.

The Chairman: You say this is the first pipeline to be built in a continuous permafrost regime?

Mr. Bailey: Yes.

The Chairman: What would be the cost of this pipeline?

Mr. Robin Abercrombie, Senior Vice-President, NOVA, An Alberta Corporation: The cost, Mr. Chairman, is estimated to be \$100 million.

Senator Guay: Will this be an above-ground pipeline?

Mr. Bailey: It will be a buried pipeline, senator, except for the valve stations.

Senator Yuzyk: Has Russia been at all developing its north for gas?

Mr. Bailey: Yes, it has.

Senator Yuzyk: And is Russia not developing similar projects?

Mr. Wolcott: The Russians are, senator. In fact, they have been talking to some of the Canadian companies in order to obtain expertise in building pipelines in permafrost, and likely will make an arrangement to obtain some of our know how. They themselves are not sufficiently technically competent, as I understand it.

[Traduction]

Le président: Quelle est l'importance des réserves du gisement de Drake Point?

M. Bailey: Ces réserves représentent environ 5.5 billions de pieds cubes de gaz naturel.

Le président: Sur un total de 17 billions de pieds cubes?

M. Bailey: Oui. Le projet, qui durera vingt ans, consommera environ 2 billions de pieds cubes, ce qui représente moins de la moitié du gisement de Drake Point et environ 10 p. 100 des découvertes effectuées jusqu'à maintenant dans les îles.

En allant du nord au sud, la deuxième installation d'importance du projet est le pipe-line qui sera construit par NOVA. Il s'agit d'un pipe-line de 22 pouces de diamètre qui s'étendra sur 100 milles et qui traversera l'île Melville pour relier le gisement de Drake Point au port naturel de Bridport Inlet.

Deux raisons fondamentales justifient la construction de ce pipe-line. La première est le manque de ports pouvant accueillir nos bateaux dans le nord à Drake Point et la seconde est les conditions de glace plus dangereuses qui existent au nord de Rea Point que vous voyez dans le coin droit inférieur de la carte.

A notre avis, la construction . . .

Le sénateur Molgat: Quelle est la distance qui sépare le gisement de Drake Point de ce port?

M. Bailey: Cent milles, sénateur.

Nous croyons que la construction de ce pipe-line augmentera sensiblement nos connaissances dans ce domaine étant donné qu'il s'agira du premier pipe-line à être construit au Canada dans une région où existe le pergélisol. Nous comptons donc acquérir une certaine expérience des techniques de creusage et de remblayage dans cette région.

Le président: Vous dites qu'il s'agira du premier pipe-line à être construit dans une région où existe le pergélisol?

M. Bailey: Oui.

Le président: Combien coûtera ce pipe-line?

M. Robin Abercrombie, premier vice-président, NOVA, une société de l'Alberta: Le coût de la construction du pipe-line, monsieur le président, est estimé à \$100 millions.

Le sénateur Guay: S'agira-t-il d'un pipe-line surélevé?

M. Bailey: Il s'agira d'un pipe-line souterrain, sénateur, sauf pour les postes où se trouvent les soupapes.

Le sénateur Yuzyk: Est-ce que la Russie a procédé à des forages dans le Nord pour trouver du gaz?

M. Bailey: Oui.

Le sénateur Yuzyk: Est-ce que les Russes n'ont donc pas mis en œuvre des projets analogues?

M. Wolcott: En effet, sénateur. Ils se sont même adressés à certaines sociétés canadiennes afin d'obtenir des renseignements sur la construction des pipe-lines dans le pergélisol et conclueront certainement des ententes avec elles pour que nous leur transmettions nos connaissances dans ce domaine. Si j'ai bien compris, ils ne possèdent pas l'expérience voulue dans ce domaine.

[Text]

The Chairman: The Russians have not developed a transportation fleet of icebreakers?

Mr. Wolcott: Russia is ahead of us in terms of icebreaker technology. When I first joined Petro-Canada, I thought of making a deal with the Russians based on the fact that they do have this advanced icebreaker technology. That is when I discovered that Canada's sovereignty over the Arctic Islands is in dispute. I had just assumed that the Arctic Islands belonged to Canada, but Russia apparently does not recognize them as such. Russia is looking at shipping from the Arctic along the Greenland coast.

Perhaps Mr. Bell can add to that.

Mr. Michael Bell, President, Melville Shipping Ltd. and Senior Vice-President, Federal Commerce and Navigation Ltd.: The philosophy the Russians are adopting is that vessels will be escorted by icebreakers as opposed to being icebreakers in themselves. The Arctic Pilot Project develops a different theory in that the vessels themselves will be icebreakers.

The conventional icebreaker is a rather short, squat vessel, with a small displacement, or a relatively small displacement, and not capable of carrying a great deal of cargo, whereas the vessels involved in the Arctic Pilot Project will have a very large displacement and will themselves be capable of breaking ice.

One final comment, if I may. Canada is in fact the owner of the only icebreaking cargo vessel in the world. Russia has ice-strengthened cargo vessels, but Canada has the first ice-breaking cargo vessel operating in the north.

The Chairman: You say that Russia is further advanced with respect to icebreaker technology, but we are further advanced with respect to pipeline construction?

Mr. John Beddome, Executive Vice-President, Dome Petroleum Ltd.: Mr. Chairman, a couple of years ago a Russian Class 7 icebreaker went to the North Pole directly during the summer period. Russia has two nuclear Class 7 icebreakers, which represent the supreme icebreaker technology in the world at this time.

However, in terms of LNG, Russia has had on its books, for at least the past ten years, a project to take Russian LNG to the United States. This project did not involve tankers with icebreaking facility; rather, it involved onshore gathering, with the liquefaction and shipping taking place from a temperate port.

The Arctic Pilot Project represents the first time that anyone has attempted the transportation of LNG with an icebreaking LNG carrier.

The largest gas field in the world is the Urengoy field in the Ob Delta in western Siberia. This is a field that is currently planned to be developed, with European assistance, through the construction of a large diameter pipeline from that field into western Europe. That project is a matter of considerable industrial and political discussion in Europe at this time.

[Traduction]

Le président: Les Russes ne possèdent-ils pas une flotte de brise-glaces?

M. Wolcott: La Russie est en avance sur nous en ce qui est de la technologie des brise-glaces. Quand je suis entré au service de Petro Canada, je croyais que nous pourrions peut-être conclure une entente avec eux à ce sujet. J'ai découvert à ce moment que la souveraineté du Canada sur les îles de l'Arctique était contestée. J'avais simplement présumé que les îles de l'Arctique appartenaient au Canada, mais apparemment la Russie croit différemment. La Russie songe à diriger le transport maritime dans l'Arctique le long de la côte du Groenland.

Monsieur Bell pourrait peut-être ajouter quelque chose à ce sujet.

M. Michael Bell, président, Melville Shipping Ltd. et vice-président supérieur, Federal Commerce and Navigation Ltd.: Les Russes veulent que les pétroliers soient escortés de brise-glaces au lieu de construire un pétrolier qui puisse être aussi un brise-glaces. Dans le cadre du Projet pilote de l'Arctique, les pétroliers doivent aussi être des brise-glaces.

Le brise-glaces traditionnel est un navire plutôt court et lourd dont le déplacement est faible et qui ne peut transporter beaucoup de marchandises tandis que les navires utilisés dans le cadre du Projet pilote de l'Arctique auront un fort déplacement et pourront eux-mêmes briser la glace.

Permettez-moi une dernière observation. Le Canada possède en fait le seul pétrolier brise-glaces au monde. La Russie possède des navires qui sont renforcés afin de pouvoir être utilisés dans la glace, mais le Canada est le seul pays qui possède un pétrolier brise-glaces en usage dans le Nord.

Le président: Vous avez dit que la Russie est en avance au plan de la technologie des brise-glaces, mais que nous le sommes en ce qui est de la construction des pipe-lines?

M. John Beddome, vice-président exécutif, Dome Petroleum Ltd.: Monsieur le président, il y a quelques années un brise-glaces russe de classe 7 est allé directement au pôle nord pendant l'été. La Russie possède deux brise-glaces nucléaires de classe 7 qui représentent actuellement la technologie de pointe dans ce domaine à l'échelle mondiale.

Toutefois, pour ce qui est du gaz naturel liquéfié (GNL), la Russie caresse depuis au moins dix ans le projet d'acheminer le gaz russe jusqu'aux États-Unis. Ce projet ne prévoyait pas l'utilisation de bateaux-citernes accompagnés de brise-glaces, mais plutôt une collecte à l'intérieur des côtes, la liquéfaction et la mise à bord se faisant à partir d'un port tempéré.

Le projet pilote de l'Arctique constitue donc la première tentative de transport de gaz naturel liquéfié à l'aide de méthaniers brise-glaces.

Le champ d'Urengoy est le plus important du monde et se trouve dans le delta de l'Ob dans l'ouest de la Sibérie. La Russie prévoit actuellement l'exploiter avec l'aide de l'Europe, grâce à la construction d'un pipe-line à large diamètre partant de ce champ pour se rendre en Europe de l'Ouest. Ce projet fait actuellement l'objet de débats considérables en Europe, tant sur le plan politique que sur le plan industriel.

[Text]

Senator Yuzyk: The Soviet Union is always harping away at Basket II in the Helsinki Accords in respect of the exchange of technology. But the exchange, as I understand it, is mainly one way.

Do we get any exchange at all from the Soviet Union?

This would be rather important for us in terms of icebreaker capability in the north.

Mr. Beddome: We think our design is more capable than the current Russian design. We have not had an opportunity to build one yet, but we are confident that our design will prove more capable.

The Russian Class 7 icebreakers, apart from the nuclear power plants, are basically conventional icebreakers. They are shaped like a pickle dish, round in all dimensions so that they can roll off the ice. Our carriers, on the other hand, will be built with the primary function in mind of cargo-carrying. The central part of the carrier is a square cross-section, very much like a typical tanker.

Apart from the Russian nuclear Class 7 icebreakers, which were built in great secrecy, the vessels comprising the Russian fleet were designed and built by the Wartsila Shipyard in Finland. The individual in charge of design and sales of those vessels, Mr. Bengt Johansson, who is a naval architect and engineer, is designing the hull form for the ships to be used in this project.

The Chairman: I am sorry, Mr. Beddome, but I do not think you answered the question. Is there an exchange of technology?

Mr. Beddome: The main exchange we have, Mr. Chairman, is through Mr. Johansson, who played a very important role in the design of the Russian icebreakers up to but excluding the nuclear vessels. In other words, the working icebreakers of the Russian fleet were designed, in large measure, by Mr. Johansson, and that technology comes to us with the man.

We also have some design support from Wartsila in this project. Dome has had contact with the Russians. We almost got on board one of their icebreakers at one time, but for some reason negotiations towards that end tailed off, which is not unusual.

The Chairman: Senator Molgat.

Senator Molgat: Did I understand you to say that we are ahead of the Russians in pipeline transmittal?

Mr. Beddome: I think so, yes.

Mr. Abercrombie: Perhaps I might speak to that, Mr. Chairman.

We have had a chance to review pipeline technology in Russia as it relates to, and compares with, Canadian technology. The Canadian oil and gas industry has also had a chance to review oil field technology—drilling systems and so on—used in Russia. From a pipeline/oil field standpoint, we do not have a great deal to learn from the Russians, with the result that there has not been a great deal of exchange along those lines.

[Traduction]

Le sénateur Yuzyk: La Russie profite toujours de la corbeille II des accords d'Helsinki pour ce qui est de l'échange de technologie. Mais si je comprends bien, c'est à sens unique.

Faisons-nous des échanges avec l'Union soviétique?

Ce serait pourtant assez important pour nous pour ce qui est des services de déglacage dans le Nord.

M. Beddome: Nous estimons que notre modèle de brise-glace offre plus de possibilités que le modèle russe actuel. Nous n'avons pas encore eu l'occasion d'en construire un, mais nous sommes sûrs qu'il sera plus efficace.

En effet, les brise-glace russes de catégorie 7, mis à part les centrales nucléaires, sont de type classique. Ils ont la forme d'un bocal à marinade, rond de tous les côtés de manière à se dégager de la glace en roulant. Par contre, nos brise-glace seront construits pour le transport de marchandises. La partie centrale est une section carée, qui ressemble beaucoup à un bateau-citerne.

Mis à part les brise-glace nucléaires de catégorie 7, qui ont été construits dans le plus grand secret, les navires de la flotte russe sont conçus et construits par le chantier Wartsila en Finlande. Le responsable des études et des ventes, M. Bengt Johansson, architecte et ingénieur naval, dessine la coque des navires qui seront utilisés dans le projet.

Le président: Excusez moi, monsieur Beddome, mais je ne crois pas que vous ayez répondu à la question. y a-t-il un échange de technologie?

M. Beddome: Le principal échange que nous ayons, monsieur le président, se fait par l'intermédiaire de M. Johansson, qui a joué un rôle très important dans la création des brise-glace russes, à l'exception des navires nucléaires. Autrement dit, c'est lui qui en est l'inventeur en grande partie et il vient en personne nous présenter sa technologie.

En ce qui concerne notre projet, nous recevons également de l'aide, au niveau de la conception, du chantier Wartsila. La société Dome a été en rapport avec les Russes et nous sommes presque montés à bord de l'un de leurs brise-glace, mais pour certaines raisons, les négociations entreprises à cette fin ont échouées, ce qui n'est pas inhabituel.

Le président: Sénateur Molgat.

Le sénateur Molgat: Si j'ai bien compris, nous dépassons les Russes en matière de transport par pipe-line?

M. Beddome: Je pense que oui.

M. Abercrombie: Je pourrais peut-être dire un mot là-dessus, monsieur le président.

Nous avons eu l'occasion de comparer la technologie russe en matière de pipe-line à la nôtre. L'industrie canadienne du pétrole et du gaz a également eu l'occasion d'examiner la technologie d'exploitation du pétrole—systèmes de forage et autres—utilisée en Russie. Au point de vue pipe-line/exploitation du pétrole, nous n'avons pas grand chose à apprendre d'elle, et par conséquent il n'y a pas eu beaucoup d'échanges en la matière.

[Text]

Senator Molgat: Have we actually been there on the ground? Have we actually had open access to these facilities in Russia?

Mr. Abercrombie: We have had company representatives in Russia several times looking at the manner in which they build pipelines in a permafrost regime. The way they do it is quite rudimentary, quite crude. A lot of the construction is on the surface, with a good deal of environmental impact.

We in Canada, I think, are leading the world in terms of addressing the construction of pipelines through a permafrost regime, which is a completely different regime from that which we are used to in southern Canada.

Senator Guay: Mr. Chairman, earlier the point was raised that the Russians questioned the fact that Canadians were developing in the Arctic Islands. I am wondering whether there has been any recognition to this point as to who is who in that area.

Do you feel you are within the boundaries of Canada when working in the Arctic Islands?

Mr. Wolcott: As I understand it, Russia does not recognize Canada's ownership of the Arctic Islands. Being a Canadian, I took it for granted, early in the life of this project—and still do—that Canada did have sovereignty over the Arctic Islands. However, the Russians have never clearly stated that we in fact do.

Of course, what we are dealing with here is the Northwest Passage, and mariners tell me that a vessel from anywhere in the world would have the right to traverse that passage, assuming it had the technology, from sea to sea.

I understand, also, that Russian, American and British submarines are continually traversing that passage underneath the ice.

Senator Guay: There has been no clear definition or recognition, then?

Mr. Wolcott: No. Canada is monitoring the situation, as I understand it, but that is a defence matter and one which I do not have very much knowledge of.

Senator McElman: International law gives right of instant passage through that area.

Mr. Wolcott: Yes.

Mr. Bailey: The third major facility of the project will of course be the Bridport Terminal, which will be Petro-Canada's design and operational responsibility. It will consist of several components.

In the upper left-hand corner is the barge-mounted process plant, which will remain floating for the 20-year life of the project. Towards the centre of the slide are two large mounted storage plants. These will be mounted on gravel pads to take account of the changing draft as the tanks are filled or emptied, with total storage capability being 200,000 cubic meters of LNG.

[Traduction]

Le sénateur Molgat: Avons-nous été sur place? Avons-nous pu avoir accès aux installations russes?

M. Abercrombie: Des représentants de la Société y sont allés plusieurs fois pour examiner la manière dont ils construisaient des pipe-lines dans le pergélisol. Or, elle s'avère assez rudimentaire. En effet, la majeure partie des travaux de construction se fait en surface, avec toutes les répercussions écologiques que cela implique.

J'estime qu'au Canada nous sommes en tête de ligne pour ce qui est de la construction de pipe-lines dans le pergélisol, conditions qui diffèrent totalement de celles que nous trouvons dans le Sud du Canada.

Le sénateur Guay: Monsieur le président, un peu plus tôt quelqu'un a dit que les Russes mettaient en doute le fait que les Canadiens puissent entreprendre des travaux d'exploitation du gaz dans les Îles de l'Arctique. Je me demande si, jusqu'à maintenant, on a reconnu officiellement à qui appartenait cette région.

Estimez-vous être à l'intérieur des frontières du Canada lorsque vous travaillez dans les Îles de l'Arctique?

M. Wolcott: Apparemment, la Russie ne reconnaît pas le fait que les îles de l'Arctique appartiennent au Canada. Étant Canadien, j'ai considéré, dès le début de ce projet—et c'est encore le cas—que le Canada possédait ces îles. Toutefois, les Russes ne l'ont jamais nettement déclaré.

Nous parlons, bien entendu, du passage du Nord-Ouest et les marins me disent que n'importe quel bateau a le droit de le traverser à condition d'avoir la technologie voulue.

Je crois également comprendre que les sous-marins russes, américains et britanniques traversent continuellement ce passage sous la glace.

Le sénateur Guay: Donc il n'y a pas eu de reconnaissance officielle?

M. Wolcott: Non. Le Canada surveille la situation mais elle relève de la Défense nationale, et je n'y connais pas grand-chose.

Le sénateur McElman: Le droit international concède un droit de passage rapide dans cette zone.

M. Wolcott: Oui.

M. Bailey: Le terminal Bridport constitue la troisième installation principale du projet, et Pétro-Canada sera chargé de sa conception et de son exploitation. Elle comportera plusieurs éléments.

En haut de la diapositive à gauche, vous voyez l'usine de traitement montée sur ponton, système flottant qui sera maintenu pendant les 20 ans que durera le projet. Vers le milieu de la diapositive, vous apercevez deux importantes installations de stockage. Elles seront montées sur un remblai de gravier pour pallier les changements de tirant d'eau qui se produisent lorsque les citernes sont vidées ou remplies. Ces installations ont une capacité maximale de stockage de 200,000 mètres cubes de gaz naturel liquéfié.

[Text]

In the upper right-hand corner is the artist's concept of a ship docked at the cell design of the wharf. You will notice that the barges are surrounded by berms, for safety reasons.

To the upper left-hand corner, just outside of the area of the sketch, will be the land-based accommodation for the operational staff.

We think there are four major reasons for the choice of barge mounting: First, the improved cost and schedule control derived from southern construction; secondly, the reduced environmental impact on the sensitive north; thirdly, the fact that these facilities can be built in southern shipyards for about one-quarter of what it would cost to build them on site; and fourthly, we maximize our flexibility in that if at a later date a pipeline is built to this area or we decide to develop other gas fields, the two storage barges, along with the process barge, could be refloated and moved to a remote gas field location.

The fourth major segment of the project—

Senator McElman: What is the power source there and what will be its magnitude?

Mr. Bailey: The power source for the plant will be natural gas.

Senator McElman: And the magnitude of the plant?

Mr. Bailey: In what particular respect?

The Chairman: Horsepower capability.

Senator McElman: Horsepower production.

Mr. Bailey: I am not sure of that number.

Mr. Wolcott: As I understand it, senator, it is around 100,000 horsepower.

Senator Adams: Are you able to tell us how many people will work in the plant?

Mr. Bailey: I think it is of the order of 20 people on staff in the plant per shift.

Mr. Wolcott: There could be up to 75 people total involved in the operation. We do hope, in our dealings with the native people, to train and use them. We would prefer that to bringing people in from the south. We will have to bring in some of the technical people, but certainly the majority of the jobs in that plant are not that complicated.

In Alberta, for example, when we first started building the plant, our people knew not much more than what the native people would know today, and we have been able to successfully train them over the years.

Senator Adams: And you would have about 25 staff on the ship?

Mr. Wolcott: It would be different on the ship. I believe the total staff on the ship would be 45.

Mr. Wetherell is project manager of the ship.

[Traduction]

En haut de la diapositive à droite, vous voyez, d'après l'auteur de la maquette, un navire ancré dans le bassin à l'appointement cellulaire. Vous remarquerez que les pontons sont entourés de remblais pour des raisons de sécurité.

En haut de la diapositive à gauche, à l'extérieur du croquis, se trouveront les locaux à terre destinés au personnel.

L'installation sur pontons a été retenue pour quatre raisons principales; premièrement, réduction des coûts et meilleur ordonnancement du projet du fait que la construction est effectuée dans le Sud; deuxièmement, réduction des répercussions écologiques sur le Nord dont l'équilibre est délicat; troisièmement, réduction des dépenses du fait que ces installations peuvent être construites dans les chantiers du Sud, pour environ le quart de ce qu'il en coûterait de les construire sur place; et quatrièmement, maximisation de la flexibilité du fait que si, par la suite, un pipe-line était construit dans cette zone ou si nous décidions d'exploiter d'autres champs de gaz naturel, on pourrait faire reflotter les pontons de stockage et le ponton de traitement pour les acheminer vers un champ éloigné.

Le quatrième grand élément du projet . . .

Le sénateur McElman: Quelle source d'énergie va-t-on utiliser pour l'usine et quelle sera son importance?

M. Bailey: Ce sera le gaz naturel.

Le sénateur McElman: Et quelle sera la capacité de l'usine?

M. Bailey: A quel égard?

Le président: En chevaux-vapeur.

Le sénateur McElman: La production de chevaux-vapeur?

M. Bailey: Je ne suis pas sûr du chiffre.

M. Wolcott: Si je comprends bien, sénateur, il s'agit d'environ 100,000 chevaux-vapeur.

Le sénateur Adams: Pouvez-vous nous dire combien d'employés travailleront dans cette usine?

M. Bailey: 20 par roulement.

M. Wolcott: Il pourrait y avoir jusqu'à 75 personnes. Nous espérons pouvoir former et utiliser de la main-d'œuvre autochtone locale. Nous préférons cette solution à celle qui consisterait à importer de la main-d'œuvre du Sud. Bien sûr, nous devons amener quelques techniciens, mais la majorité des tâches à accomplir dans cette usine n'est pas si compliquée.

En Alberta, par exemple, lorsque nous avons commencé à construire l'usine, nos employés n'en savaient pas beaucoup plus que ce que savent actuellement les autochtones et avec les années nous avons réussi à les former.

Le sénateur Adams: Et vous auriez à peu près 25 employés à bord?

M. Wolcott: Sur le ponton, ce sera différent. J'imagine que nous aurons au total 45 personnes.

M. Wetherell est directeur de projet à bord.

[Text]

Mr. E. A. Wetherell, P. Eng., Manager, Engineering, Dome Petroleum Limited: It is 45 on the ship, yes.

Senator Adams: Do you rotate the staff, as is normally the case with people working in the north?

Mr. Wolcott: Yes. We have asked the native people to form their own groups. For example, each group would have a foreman whose responsibility it would be to rotate the staff to meet the needs of the native people. If, for example, one individual wanted to go off hunting for two weeks, it would be the foreman's responsibility to replace that individual from a group trained in that area. It would mean, of course, that we would have to train more people than we would in fact use.

Senator Adams: If they are rotated in that fashion, how would you transport them out of the plant area?

Mr. Wolcott: They would be transported out by aircraft.

Senator Adams: Thank you, Mr. Chairman.

Mr. Bailey: The fourth major segment of the project is comprised of the two ships. As Mr. Wolcott mentioned, these will be Arctic Class 7 icebreaking tankers. That, in its simplest terms, means that the vessels are capable of traversing, on a continuous basis, seven feet of level ice. In actual fact, the definition includes the capacity to traverse the ridges that are found in seven feet of ice. By the time you roll the ridges in, the capability is more of the order of nine feet of ice, and in fact the vessels may exceed that capability.

The cargo capacity per vessel will be 140,000 cubic meters of LNG. These will be the most powerful and probably the most sophisticated commercial vessels ever constructed anywhere in the world.

The Chairman: Where will they be constructed?

Mr. Bailey: That has not yet been determined.

Senator McElman: Saint John Shipbuilding.

Mr. Wolcott: In that regard, we think that the maintenance of the ships certainly will take place on the Eastern seaboard. In fact, the Project would like to arrange for that.

As to the ships themselves, they probably would have to be built offshore. However, Canadian manufacturing, we feel, can provide a considerable amount of the materials to go into their construction.

Mr. Bell might perhaps be in a position to give us a percentage in that respect.

Mr. Bell: It would be in the order of 60 per cent.

Mr. Wolcott: So, 60 per cent of the materials would be moved from Canada to the shipyard where the tankers are to be constructed. The welding of the steel would be the big item which would take place in some foreign shipyard.

Senator McElman: As Dome is aware, there is a high degree of technology in ice-traversing vessels that has been developed at Saint John.

[Traduction]

M. E. A. Wetherell, ingénieur, directeur des Services techniques de la Dome Petroleum Limited: C'est exact, il y aura 45 personnes à bord.

Le sénateur Adams: Y aura-t-il un roulement de personnel, comme c'est habituellement le cas pour les personnes qui travaillent dans le Nord?

M. Wolcott: Oui. Nous avons demandé aux autochtones de former leurs propres groupes. Par exemple, chaque groupe aura un contremaître qui sera responsable d'organiser le roulement pour répondre aux besoins des autochtones. Si par exemple, un employé donné veut partir à la chasse pendant deux semaines, il incombera au contremaître de le remplacer par quelqu'un qui a reçu une formation dans le domaine. Ce qui implique bien sûr de former plus de personnel qu'on en utilisera en fait.

Le sénateur Adams: Si vous procédez de cette manière pour le roulement, comment assurerez-vous le transport depuis l'usine?

M. Wolcott: Par aéronef.

Le sénateur Adams: Merci, monsieur le président.

M. Bailey: Le quatrième grand élément du projet concerne les deux péniches. Comme l'a mentionné M. Wolcott, il s'agira de méthaniers brise-glace de catégorie 7 pour l'Arctique. Ce qui, en termes plus simples, veut dire que ce sont des navires capables de traverser, en permanence, sept pieds de glace. En réalité, cette définition inclut la capacité de traverser les bancs qui se trouvent dans cette épaisseur de glace, mais quand on a les déplace, la capacité est plutôt de neuf pieds et il est possible que les brise-glace puissent même dépasser cette épaisseur.

La charge utile de chaque navire sera de 140,000 mètres cubes de GNL: ce seront les navires de commerce les plus puissants et probablement les plus modernes que l'on ait jamais construits dans le monde.

Le président: Où seront-ils construits?

M. Bailey: Cela n'a pas encore été décidé.

Le sénateur McElman: Au chantier naval de St-Jean.

M. Wolcott: A propos, nous pensons que l'entretien des navires se fera sur la côte est. C'est du moins ce que voudraient les responsables des projet.

Quant aux navires eux-mêmes, il faudra probablement les construire au large des côtes. Toutefois, d'après nous, l'industrie canadienne pourra fournir une quantité considérable de matériaux pour leur construction.

M. Bell pourrait peut être nous donner un pourcentage à ce sujet.

M. Bell: Ce serait de l'ordre de 60 p. 100.

M. Wolcott: Donc, 60 p. 100 des matériaux seront transportés du Canada jusqu'au chantier naval où les méthaniers brise-glace doivent être construits. Le soudage de l'acier devra se faire dans un chantier naval étranger et c'est un gros morceau!

Le sénateur McElman: Comme la société Dome le sait, la ville de St-Jean a mis au point une haute technologie en matière de brise-glace.

[Text]

Mr. Wolcott: Yes, we recognize that.

Senator McElman: It is probably the best in Canada.

Mr. Bailey: These vessels will be very sophisticated in terms of their ice-detection systems, radar systems, satellite communications, and low-light television systems.

The fifth major part of the project is the southern terminal, to be owned and operated by TransCanada PipeLines. It will look something like this artist's sketch shown here in that there will be two major tanks, again with 200,000 meters of LNG storage capacity. There will be a regasification plant, office accommodation, warehouse, and wharf and pier structure for docking of the ships.

As Mr. Wolcott mentioned earlier, the regulatory review of the project has two distinct phases. At the National Energy Board level we withdrew, in June of last year, our 1979 application, resubmitting in October an updated and enhanced application. The hearings for the project will probably take place in June and July, or thereabouts, this year.

At the provincial level, the hearings conducted by the regulatory authority of the Province of Quebec are just about completed. The initial public information phase took place commencing on January 14, with the public intervention and discussion phase wrapping up this afternoon and this evening. That is one part of the provincial level. Similar hearings will be conducted in the Province of Nova Scotia, and we will be filing a document to begin that process at the end of this month. That will trigger hearings which will probably take place in May of this year, and we believe that the format of those hearings will be similar to that of the hearings in the Province of Quebec.

The Environmental Assessment and Review Panel hearings were conducted in four communities in the Arctic during the months of April and May of last year. In November, the Minister of the Environment tabled his report, which was that the project was acceptable from an environmental point of view, subject to the two conditions noted, which were as follows: First, the establishment of a control authority to regulate ship movements in the Arctic. This authority would in fact be similar to the St. Lawrence Seaway Authority. Secondly, the creation of an advisory committee to recommend biological studies for guidance in the selection of shipping routes.

Both of these conditions are acceptable to the project performance. I would add that the native support for the project is based on several facts—no outstanding land claims on Melville Island; the fact that it is an environmentally-clean project, and is of the correct size for the Arctic at this point in time.

Senator Molgat: What do you mean by "correct size"?

Mr. Wolcott: This project is relatively small. We are not moving large crews in there to build the plant facilities. We

[Traduction]

M. Wolcott: Oui, nous le savons.

Le sénateur McElman: C'est probablement la meilleure du Canada.

M. Bailey: Ces navires seront dotés d'instruments très perfectionnés, notamment pour la détection des glaces, de radar, des systèmes de communications par satellite et de télévision à infrarouge.

Le cinquième grand élément du projet est le terminal du sud, qui appartiendra à Trans-Canada PipeLines et sera exploité par cette société. Vous en avez ici un aperçu. Il comprendra deux grands réservoirs d'une capacité de 200,000 mètres cubes de gaz naturel liquéfié. Il y aura également des installations de regazéification, des bureaux, un entrepôt et un port.

Comme le disait M. Wolcott, le processus d'évaluation du projet se fait à deux paliers différents. Au palier de l'Office national de l'énergie, nous avons retiré en juin de l'année dernière, notre demande déposée en 1979 pour en présenter une nouvelle, en octobre, mise à jour et mieux documentée. Les audiences portant sur le projet se dérouleront probablement en juin et en juillet de cette année.

Au niveau provincial, les audiences demandées par la province de Québec sont sur le point de prendre fin. La première étape d'information du public a commencé le 14 janvier et c'est aujourd'hui que se terminent les audiences publiques. C'est une partie du processus au niveau provincial. A la fin du mois, nous déposerons un document pour déclencher en Nouvelle-Écosse les audiences, qui devraient se tenir en mai prochain; nous pensons qu'elles se dérouleront de la même façon qu'au Québec.

En avril et mai derniers le Comité d'évaluation des répercussions écologiques a tenu des audiences dans quatre localités de l'Arctique. En novembre, le ministre de l'Environnement a déposé son rapport, déclarant que le projet était écologiquement acceptable, mais à deux conditions: premièrement, que soit créée une administration de navigation dans l'Arctique; cette administration fonctionnerait de façon semblable à l'Administration de la voie maritime du St-Laurent. Deuxièmement, que soit créé un comité consultatif chargé de recommander des études biologiques dans le cadre de la sélection des voies de navigation.

Ces deux conditions sont acceptables à l'équipe de gestion du projet. J'ajoute même que l'appui que donnent les autochtones au projet repose sur différents facteurs, notamment les revendications territoriales sur l'île Melville, la propriété écologique du projet et son envergure adaptée à l'Arctique.

Le sénateur Molgat: Qu'entendez-vous par «envergure adaptée»?

M. Wolcott: C'est un projet qui est relativement modeste. Nous n'amenons pas dans le Nord de grosses équipes de

[Text]

are in fact building those facilities in the south and towing them to the site. As well, we only have the two ships.

The native people are seafaring people and they understand shipping, and they do not view the project as being of significant size. It is not viewed by the native people in the same way as a \$20 billion pipeline might be viewed in terms of disrupting their socio-economic and environmental concerns.

The Project itself will set aside \$20 million on day one for ongoing research into the environmental and shipping aspects of the Arctic, and \$10 million for each year thereafter.

The native people themselves will provide a lot of input, and are in fact providing input.

While this is a \$2.5 billion project, it is not a \$25 billion or \$30 billion project that might disrupt the entire area to quite a degree.

In other words, the native people would like to take a small step rather than a giant one. The project also has the possibility of moving out of the Arctic. Most of the equipment can be towed out of there. The ships, because they are icebreakers, may have to be used on the east coast. But it is a project which could be removed, whereas a large-diameter pipeline is there for 50 years.

Mr. Bailey: In one of our earlier responses we touched on the fact that Russia and other countries have never publicly recognized Canadian sovereignty over the Arctic Islands. We believe that one of the best ways to demonstrate sovereignty is to develop commercial projects in that area. Currently, there are two commercial projects underway in the Arctic—one is the Nanisivik Mine, which is a base metal mine on the northern tip of Baffin Island, and the second being the Polaris Mine, which is currently under construction and is scheduled to be in operation in 1982.

The area where the Nanisivik Mine is located was first investigated in 1957, with feasibility studies in 1972 and construction in 1974. Mining commenced in 1976. There is a work force on site of about 207, with a total population in the Nanisivik townsite of about 350.

The Polaris Mine has a projected work force of about 225 people, with the approximate cost being \$150 million. The Polaris Mine is on Little Cornwallis Island, which is north of Resolute.

Senator McElman: What type of ore?

Mr. Bailey: That, again, is a base metal mine—lead, zinc.

The concentrates from both of these mines are shipped out in the summer months only.

There are many other resource development projects that are possible but which are highly dependent on the demonstration of a transportation method, particularly for an oil and gas year-round transportation method.

Senator Balfour: Who are the owners of these mines?

Mr. Bailey: Nanisivik is owned by a consortium of Mineral Resources International of Calgary, TexasGulf, and two or

[Traduction]

construction d'usine. En réalité, nous construisons ces installations dans le Sud et nous les remorquons sur place. De plus, nous n'avons que deux navires.

Les autochtones sont des marins qui comprennent la navigation; ils ne pensent pas que le projet soit trop important et n'en redoutent par les répercussions autant que celles d'un pipe-line de \$20 milliards, qui viendrait perturber leurs conditions socio-économiques et le milieu dans lequel ils vivent.

Les administrateurs du projet réserveront \$20 millions, dès la mise en œuvre du projet, et par la suite, \$10 millions par année, pour financer des projets de recherche sur le milieu et la navigation dans l'Arctique.

Les autochtones seront constamment consultés, et, de fait, ils le sont actuellement.

Il faut se rappeler qu'il s'agit d'un projet de \$2.5 milliards, il ne saurait avoir sur la région les répercussions assez prononcées d'un projet de \$25 ou \$30 milliards.

Autrement dit, les autochtones préfèrent avancer à petits pas. Le projet offre également l'avantage de pouvoir être retiré de l'Arctique. La majorité du matériel peut être remorqué ailleurs. Les brise-glaces pourront être utilisés sur la côte est. Mais il ne faut pas oublier qu'il s'agit d'un projet amovible, alors qu'un pipe-line de grandes dimensions est construit pour 50 ans.

M. Bailey: Dans une réponse que nous avons donnée précédemment, nous avons dit que l'URSS et les autres pays n'ont jamais reconnu ouvertement la souveraineté du Canada sur les îles de l'Arctique. A notre avis, une des meilleures façons d'affirmer notre souveraineté serait de créer des projets commerciaux dans cette région du pays. A l'heure actuelle, deux projets commerciaux sont en cours dans l'Arctique: le premier est la mine de Nanisivik, une mine de métaux communs située à l'extrémité septentrionale de l'île de Baffin et le deuxième, la mine Polaris, dont l'exploitation devrait commencer en 1982.

La région où la mine de Nanisivik est située a été explorée en 1957, les études de faisabilité ont été menées en 1972 et la mine a été construite en 1974. L'extraction minière a commencé en 1976. Quelque 207 personnes travaillent à la mine et la municipalité de Nanisivik compte environ 350 habitants.

La mine Polaris devrait employer environ 225 personnes, au coût approximatif d'environ \$150 millions. Elle est située sur l'île Little Cornwallis, au nord de Resolute.

Le sénateur McElman: Qu'y extrait-on?

M. Bailey: Encore une fois, des métaux communs, du plomb et du zinc.

Les concentrés de ces deux mines ne sont expédiés dans le sud que pendant l'été.

La région offre de nombreuses autres possibilités d'aménagement des ressources, mais elles demeurent tributaires de l'existence d'un moyen de transport, notamment pour le transport à l'année longue du pétrole et du gaz.

Le sénateur Balfour: A qui appartiennent ces mines?

M. Bailey: La mine de Nanisivik appartient à un consortium regroupant Mineral Resources International de Calgary,

[Text]

three others; the Polaris Mine on Little Cornwallis is a Cominco project.

Senator Adams: What percentage of the work force at Nanisivik would be made up of native people?

Mr. P. Douglas Bruchet, Assistant Project Manager, Environmental/Socio-Economic Development, Arctic Pilot Project, Petro-Canada: I believe it is about 15 per cent right now, senator.

Senator Adams: The Honourable Jean Chrétien, the then Minister of Indian Affairs and Northern Development, announced in 1972 that 60 per cent of the work force at Nanisivik would be made up of native people. I think as high as it got was about 25 per cent.

Mr. Bruchet: That is true, senator. One of the problems was the extended rotation time of 45 days.

Senator Adams: People in the north are not familiar with work in a mine. As I recall, the only people familiar with working in a mine at that time were those from Rankin Inlet. Those in the vicinity of Nanisivik were not all that familiar with mining and the work involved. Another factor, I think, was the fact that some of the training programs had slackened off.

Mr. Bailey: The next slide shows two examples of projects which, when first conceived, were considered by many people to be unnecessary. Certainly, there was strong opposition to them at the time of their proposal.

TransCanada PipeLines' project was first proposed in 1950, and rejected a total of four times by a combination of provincial and federal regulatory agencies. It was finally built in 1956-57, with considerable federal government support. Since its inception, it has significantly enhanced exploration, production and marketing. Its use today is beyond question.

The second project was the Great Canadian Oil Sands plant, which is now Suncor. The company was formed in 1954, with the initial application to the AERCB in 1960 for a 31,500-barrel per day plant. That application was deferred to 1962, with significant opposition at the time based upon the restriction for conventional crude oil production and sales.

The climate at the time was one of the supply of crude oil greatly exceeding demand, and of course the prices were significantly lower than is the case today.

In 1964 approval was granted, and in 1967 the plant was completed at a cost of \$300 million—which, in today's dollars, would be closer to \$2 billion.

From the point of view of getting commercial projects on line, such as Syncrude, which began in 1978, the technology that was acquired through this pilot project was of considerable value. We think an analogous situation will occur with the Arctic Pilot Project.

[Traduction]

TexasGulf et deux ou trois autres sociétés; la mine Polaris sur l'île Little Cornwallis est un projet Cominco.

Le sénateur Adams: Les autochtones représentent quel pourcentage de la main-d'œuvre à la mine de Nanisivik?

M. P. Douglas Bruchet, directeur adjoint du projet, Développement socio-économique de l'Environnement, projet pilote de l'Arctique, Petro-Canada: Environ 15 p. 100 de la main-d'œuvre, monsieur le sénateur.

Le sénateur Adams: Le Ministre des Affaires indiennes et du Nord de l'époque, l'honorable Jean Chrétien, avait annoncé en 1972 que les autochtones représenteraient 60 p. 100 de la main-d'œuvre à Nanisivik. Je crois qu'ils n'en ont jamais constitué plus du quart.

M. Bruchet: C'est exact, sénateur. La longue période de roulement de 45 jours constituait l'un des problèmes.

Le sénateur Adams: Dans le nord, les gens ne connaissent pas le travail dans une mine. Si je me rappelle bien, seuls les résidents de Rankin Inlet connaissaient alors ce travail. Ceux de Nanisivik ne connaissaient rien de l'exploitation minière et du travail dans une mine. Je crois qu'il faut également ajouter que les programmes de formation avaient quelque peu ralenti.

M. Bailey: Cette diapositive montre deux exemples de projets qui, à l'origine, étaient jugés superflus par de nombreuses personnes. Ils ont suscité beaucoup d'opposition, lorsqu'ils ont été présentés.

Le projet de la Trans-Canada Pipelines a été d'abord présenté en 1950 et il a été rejeté quatre fois par les organismes provinciaux et fédéraux de réglementation. Il a finalement été mis en marche en 1956-1957 grâce à de fortes subventions du gouvernement fédéral. Depuis qu'il a commencé à fonctionner, ce projet a accru de façon significative l'exploration, la production et la commercialisation. De nos jours, on ne le remet plus en question.

Le deuxième projet s'appellait Great Canadian Oil Sands, qui s'appelle maintenant Suncor. La société a été créée en 1954 et a présenté à l'AERCP une première demande en 1960, pour une usine capable de produire 31,500 barils par jour. On a reporté la demande jusqu'en 1962, faisant valoir à l'époque les restrictions imposées à la production et aux ventes de pétrole brut conventionnel.

À l'époque, l'approvisionnement du pétrole brut excédait largement la demande et les prix étaient beaucoup plus bas qu'aujourd'hui.

En 1964, la demande a été approuvée et en 1967, l'usine était terminée au coût de \$300 millions. Aujourd'hui, elle coûterait près de \$2 milliards.

Du point de vue de la rentabilisation des projets commerciaux, notamment des projets comme celui de Syncrude, qui a commencé en 1978, la technologie acquise par les projets pilotes est très utile. Nous croyons que le projet pilote de l'Arctique aura les mêmes résultats sur l'avancement de la technologie.

[Text]

Mr. Wolcott: The only way they could obtain approval was to classify it as a pilot project. The oil could not be sold. It was shut in to quite a degree.

All of the oil companies were in opposition, as well as the provinces to some degree. Approval was granted on the basis of it being a pilot project for the tar sands development.

The Chairman: Mr. Bailey, you covered fairly extensively the environmental hearings that have been conducted in respect of the northern components. What do you propose in that connection in respect of the southern components? I suppose nothing much can be done until a port has been finally decided on.

Mr. Wolcott: I was in the hearings in Rivière-du-Loup until midnight last night. That particular hearing is to clear the Gros Cacouna site from an environmental viewpoint. There will be a similar hearing in Port Hawkesbury to clear a potential site for a terminal there.

South of the 60th parallel, we do not see a hearing being required. Some discussion will no doubt take place during the Port Hawkesbury hearings with respect to moving through the Strait of Belle Isle during the sealing season. We are in Greenlandic waters for the most part until we turn to go through the Strait of Belle Isle. We do not see an environmental hearing necessary for that area as there is already a considerable amount of shipping through there.

Mr. Bailey: I would like briefly to go back now and give you some background information on the facilities, with particular emphasis on the environment in terms of what we will be up against in the Arctic.

We have on this slide an aerial photograph of Panarctic's summer camp at Drake Point. As you can see, since we are many hundreds of miles north of the tree line, the vegetation, by southern standards, is very sparse. Consequently, the wildlife is quite low in density.

What vegetation there is is normally restricted to the river valleys. The terrain in this vicinity is quite flat and, as such, constitutes fairly straightforward pipelining country.

Moving along the pipeline route a little farther to the south, you can see that there is gently undulating terrain, with a few minor river valleys. In the foreground, you can see the shattered rock-type of surface formation that is seen across the island.

The rivers in this vicinity freeze to the bottom each year and melt during the brief summer from the top down.

The Chairman: That is a photo taken in the summer period, is it?

Mr. Bailey: Yes, it is.

The next slide is an aerial photograph taken a little farther along the pipeline route. This, again, shows flat terrain. From a pipeline point of view, NOVA advises that this is fairly straightforward country in comparison with southern Alberta.

At Bridport Inlet you can see the boulder-strewn glacial debris on the surface. In the foreground you can see some of

[Traduction]

M. Wolcott: La seule façon d'obtenir l'approbation était de faire valoir le caractère expérimental du projet. Le pétrole ne pouvait pas être vendu.

Toutes les sociétés pétrolières s'opposaient au projet, tout comme les provinces, dans une certaine mesure. Le projet fut approuvé comme étant un projet pilote sur les sables bitumineux.

Le président: M. Bailey, vous nous avez parlé longuement des audiences sur les répercussions écologiques dans le nord. Envisagez-vous des audiences semblables dans le sud? J'imagine que rien ne peut être vraiment prévu, avant qu'on ait décidé où sera situé le port.

M. Wolcott: J'ai assisté hier soir jusqu'à minuit à la séance à Rivière-du-Loup. On cherche, par ces audiences, à déterminer si l'emplacement de Gros Cacouna est possible d'un point de vue écologique. Des audiences semblables auront lieu à Port Hawkesbury.

Nous ne pensons pas que des audiences seront nécessaires au sud du 60^e parallèle. Bien sûr, pendant les audiences qui se tiendront à Port Hawkesbury, on discutera de la navigation dans le détroit de Belle-Isle, pendant la saison de la chasse aux phoques. La navigation se fait principalement dans les eaux du Groënland, et ensuite, bifurque dans le détroit de Belle-Isle. Nous ne pensons pas qu'il soit nécessaire de tenir des audiences dans cette région, car la navigation y est déjà intense.

M. Bailey: J'aimerais vous donner certains renseignements sur les installations, notamment sur le milieu auquel nous devons faire face dans l'Arctique.

Cette diapositive est une photographie aérienne du camp d'été de la Panarctic à Drake Point. Comme vous pouvez le voir, nous sommes à des centaines de milles au nord de la ligne de végétation. La flore y est très clairsemée, par comparaison aux forêts du sud. Par conséquent, la faune est rare.

Le peu de végétation est concentré dans les vallées qui longent les rivières. Le relief de cette région est assez plat et se prête donc facilement à l'installation d'un pipe-line.

En suivant la route du pipe-line vers le sud, on voit que le terrain commence à onduler, qu'il y a des vallées et de petites rivières. À l'avant-plan, vous remarquez le type de formation rocheuse qui prévaut dans toute l'île.

Les rivières de cette région gèlent complètement chaque année et fondent pendant le court été.

Le président: Cette photo a été prise pendant l'été?

M. Bailey: Oui.

La diapositive suivante est une photographie aérienne prise un peu plus loin le long du tracé du pipe-line. Une fois encore, vous apercevez des terrains plats. Dans son optique de construction du pipe-line, la société NOVA signale que ce terrain est très peu accidenté comparativement au sud de l'Alberta.

À l'Anse Bridport, vous voyez à la surface les débris glaciaires recouverts de cailloux. Au premier plan, vous remarquez la

[Text]

the low woody-type of vegetation that does exist in that area; in the background, again a summer shot showing that the ice indeed does melt at Bridport Inlet. In this photograph you can see that it is just in the process of melting away from the shoreline.

Next we have an aerial photograph of the Mechem River Delta looking towards the west from the north coast of Bridport Inlet. In the foreground, you can see the extensive tidal flats.

At the edge of the bay, we will be constructing a plant approximately at the center of the photograph. The depth of the bay drops off quite significantly from that tidal flat area. In fact, at the center of the bay it is of the order of 150 meters in depth. The hills that you can see in the upper right-hand corner surround Bridport Inlet, and they are of the order of 300 to 500 feet in height.

In selecting both the pipeline route and the location for the Bridport plant, we have taken very careful cognizance of the animal life that does exist. There are approximately 200 muskoxen resident in the Bridport Inlet area on a year-round basis. Along the pipeline route, the Peary caribou are known to exist on Melville Island.

For environmental and other reasons, we have chosen to bury the pipeline through its entire route so as to reduce its environmental impact.

The Peary caribou shown on this slide are subject to wide fluctuation in their numbers. For example, in 1961 a survey indicated a total of about 15,000 inhabiting Melville Island, and in 1979 that number had been reduced to 106 animals.

The Peary caribou is not an endangered species by any means. Throughout the Queen Elizabeth group of the Arctic Islands, late winter storms in recent years have adversely affected their numbers. They do move from island to island, and we expect that their numbers will increase substantially in the near future.

There are no permanent human settlements off Melville Island, nor have there been in the recent past. The only people living there right now are Panarctic's drilling crews resident at Drake Point.

Senator Adams: You say the caribou herd had numbered 15,000, and it is now down to 106.

Mr. Bailey: Yes.

Senator Adams: Are they dying off, or is it simply that they have moved to other islands?

Mr. Bailey: I am told that late winter storms have substantially decreased their numbers.

Mr. Bruchet: In the last ten-year period we experienced a series of ice storms that sealed in their feed, and those storms, together with the peak cycle for wolves, resulted in the herd being devastated.

There are other substantial herds south of there on Somerset Island and Byam Martin Island, and to the west on Melville Island, up in the Dundas Peninsula, there is still a substantial herd.

[Traduction]

végétation d'arbustes qui existe dans cette région; à l'arrière-plan, une autre photo prise l'été qui montre que la glace fond à l'Anse Bridport. Sur cette photo, vous voyez que la glace fond à partir de la côte.

Ensuite, voici une photographie aérienne du delta de la rivière Mechem en direction ouest et qui a été prise de la côte nord de l'Anse Bridport. Au premier plan, vous apercevez les vastes bas-fonds.

Au bord de la baie, nous construirons une usine qui se situera à peu près au centre de la photo. La baie est beaucoup plus profonde à partir de ces bas-fonds. En fait, au centre de la baie, la profondeur est de 150 mètres. Les collines que vous apercevez dans le coin supérieur droit entourent l'Anse Bridport et leur hauteur varie de 300 à 500 pieds.

Avant de choisir le tracé du pipe-line et l'emplacement de l'usine à Bridport, nous avons sérieusement pris en considération la question de la faune. Environ 200 bœufs musqués vivent dans l'Anse Bridport toute l'année. Les caribous Peary se rassemblent le long du tracé du pipe line sur l'île Melville.

Pour des motifs environnementaux et autres, nous avons choisi d'enfouir tout le pipe-line pour réduire au minimum les répercussions sur le milieu.

Le nombre des caribous Peary que vous apercevez sur la diapositive varie énormément. Par exemple, en 1961, après dénombrement, environ 15,000 caribous au total se trouvaient sur l'île Melville et en 1979, ils n'étaient plus que 106.

Les caribous ne sont absolument pas une espèce en voie d'extinction. Dans tout le groupe des îles Reine Elizabeth, des tempêtes hivernales tardives ont décimé les troupeaux ces dernières années. Les caribous passent d'une île à l'autre et nous prévoyons que leur nombre augmentera sensiblement dans un avenir rapproché.

Il n'existe aucun établissement humain permanent en dehors de l'île Melville, et il n'y en a pas eu non plus dernièrement. Les seules personnes qui vivent là actuellement sont les équipes de forage du Panarctique à Drake Point.

Le sénateur Adams: Vous dites que le troupeau de caribous a déjà compté 15 000 têtes et qu'il n'en reste plus maintenant que 106.

M. Bailey: C'est exact.

Le sénateur Adams: Sont-ils en voie d'extinction ou est-ce simplement qu'ils sont passé dans d'autres îles?

M. Bailey: Je me suis laissé dire que des tempêtes d'hiver tardives en ont fait mourir un bon nombre.

M. Bruchet: Depuis dix ans, nous avons connu une série de tempêtes de verglas qui ont emprisonné leur nourriture, et ces tempêtes, conjuguées au cycle d'attaque des loups, ont eu un effet dévastateur sur le troupeau.

Il y a aussi d'autres troupeaux importants au sud, sur l'île Somerset et l'île Byam Martin, et à l'ouest de l'île Melville, dans la péninsule Dundas, il s'y trouve toujours un troupeau important.

[Text]

Senator Adams: And those would not be hunted any longer, unless people from Resolute or from the other islands made their way to this area.

Mr. Bruchet: Most of the hunting pattern for Resolute is south to Somerset Island. I would say that 80 to 90 per cent of the take is from Somerset Island and Prince of Wales Island, both of which are south of Barrow Strait.

Mr. Bailey: The next slide, honourable senators, shows a high altitude aerial photograph of Bridport Inlet looking towards the east. The plant location will be in the upper left-hand corner, on the delta area of the Mecham River. From a mariner's point of view, it is an ideal harbour. First, it is protected by Dealey Island in the upper center portion, and also by a partially-buried ridge that extends through that area. The distance between those two portions of the ridge on the 20-meter depth contour is about 1,200 meters, which is more than adequate for the ships.

The importance of those two features from a mariner's point of view is that the multi-year ice which forms in the main channel never enters Bridport Inlet. We are only dealing with first-year ice, which is much thinner and of much less significance from a vessel-design point of view.

This photograph was taken in the early summer, and you can see how the ice adjacent to the shoreline was melting.

Next we have an artist's concept of the proposed terminal. You can see in the lower centre portion the two storage barges in their containment bay, with the process barge in its separate containment bay and the artist's version of the ship docked at the ten-cell design of the wharf. Towards the left-hand side is a quarry site for borrow material. The construction camp location is in the lower right-hand corner, with the permanent operating staff accommodation about two and one-half kilometers to the right, and an airstrip about six kilometers away.

The Chairman: This project involves two ships, does it?

Mr. Bailey: Yes, Mr. Chairman.

The Chairman: And what is the turn-around? Is it a 24-day turn-around?

Mr. Bailey: It varies, Mr. Chairman, from a 16-day round trip in the summer to a 33-day round trip in the winter.

Next we have an aerial photograph of Nanisivik Mines during the construction phase. Nanisivik is on the north tip of Baffin Island, which has very similar ice and climatic conditions to the area with which we are concerned. The mine is in the upper left-hand corner, and towards the centre of the photograph is the cell concept of the dock which we would propose to build at Bridport. It is a very similar design.

[Traduction]

Le sénateur Adams: Et ces caribous ne seront désormais plus chassés, à moins que les habitants de Resolute ou d'autres îles décident d'aller s'établir dans cette région.

M. Bruchet: La plupart des habitants de Resolute vont chasser vers le sud, à l'île Somerset. Je dirais que de 80 à 90 p. 100 de leurs prises se font à l'île Somerset et à l'île Prince-de-Galles, toutes deux situées au sud du détroit de Barrow.

M. Bailey: La diapositive suivante, honorables sénateurs, est une photo aérienne de l'anse Bridport prise en haute altitude en direction est. L'usine sera construite dans le coin supérieur gauche, dans la région du delta de la rivière Mecham. Du point de vue des marins, nous construirons le port idéal. D'abord, il est protégé par l'île Dealey, dans la partie centrale supérieure, ainsi que par une banquise partiellement recouverte qui s'étend sur tout ce secteur. La distance entre les deux bords de la banquise, qui a vingt mètres de profondeur, est d'environ 1 200 mètres, ce qui est beaucoup plus que suffisant pour la navigation.

L'importance de ces deux facteurs, pour le navigateur, c'est que la glace qui s'accumule tous les ans dans le chenal principal n'entre jamais dans l'Anse Bridport. Seule la glace qui se formera la première année devra être brisée, elle est beaucoup plus mince et constitue un obstacle beaucoup moins grand dont il faut tenir compte dans la construction des navires.

Cette photographie a été prise au début de l'été et vous voyez à quel point la glace proche du rivage fondait.

Maintenant, voici la maquette du projet de terminal. Dans la partie centrale inférieure, vous apercevez les deux péniches de stockage dans leur aire d'endiguement, le ponton de traitement dans une aire d'endiguement distincte et la maquette d'un navire amarré au quai constitué de dix ponts de connexion. À gauche, une carrière pour le ballast. Le camp des ouvriers affectés à la construction se trouve dans le coin inférieur droit, les bâtiments servant à loger le personnel permanent sont à environ deux kilomètres et demi sur la droite et il y a une piste d'atterrissage à environ six kilomètres plus loin.

Le président: Votre projet comprend la construction de deux navires, n'est-ce pas?

M. Bailey: C'est exact, monsieur le président.

Le président: Et quelle est la durée du voyage? Vingt-quatre jours aller et retour?

M. Bailey: Cela dépend, monsieur le président, la durée varie de 16 jours aller et retour en été à 33 jours en hiver.

Nous avons ici une photo aérienne des mines Nanisivik durant la construction. Nanisivik se trouve à l'extrémité nord de l'île Baffin dont les glaces et les conditions climatiques sont sensiblement les mêmes que celles de la région qui nous intéresse. La mine se trouve dans le coin supérieur gauche et vers le centre de la photographie, vous apercevez le concept cellulaire du bassin que nous proposerons de construire à Bridport. La conception en est sensiblement la même.

[Text]

In this case, it consists of three cells, sheet pile construction, backfilled with rock and aggregate. It is a very well-proven system under these environmental conditions.

Senator McElman: Where is the tailings disposal site?

Mr. Bailey: Towards the centre of the photograph, senator, over the range of hills shown are two lakes, one of which is used for a fresh water supply and the other for tailings disposal.

The next slide shows the method of construction of a cell-design wharf. This is Nanisivik during construction. As you can see, the level ice at the later winter stage, which is two meters in thickness or thereabouts, is used as a construction platform. To indicate its strength, that is a 70-ton walking crane on the surface towards the lower center portion.

The method of construction is to cut a hole in the ice, drive the pilings into the seabed, complete the circular structure, backfill with rock and aggregate, and then connect the cells together to complete the wharf. In the case of the Arctic Pilot Project, the cells will be connected with a bridge-type structure.

In this climate, that is not only a proven system but an economically attractive one. It is probably a cheaper method of construction than others that might be proposed.

Senator Adams: I gather that there is not much tide in this area.

Mr. Bailey: No. I think the range is about one meter, senator.

Senator Adams: And the same is true of Melville Island?

Mr. Bailey: The number I gave you, senator, was for Melville Island. I am not sure what it is at Nanisivik.

Mr. Bruchet: It is the same.

Mr. Bailey: Next we have a model of our proposed process barge. The floating water line is shown on both the fore and aft, approximately halfway up the barge hull area. It is a dotted black line. Some of the major features include the control room; facilities on the left-hand side and the segmented process facilities towards the center, divided into three segments—fireproof, pressure-containing bulkheads, pressure graduated for maximum safety and control purposes.

The only thing that has really changed since this photograph was taken relates to the air coolers. On this photograph, the air coolers are shown on the roof of the process barge. Those air coolers have been replaced by water coolers—and the reason for that is shown on the next slide.

The ships can traverse in a forward mode the two meters of ice that form at the end of the winter at Bridport Inlet, but it would be very difficult for those ships to dock where they may have to move sideways in that thickness of ice. In fact, they could enhance the thickness of the ice by creating a pseudopressure ridge every time they move through the ice. What we have done, therefore, is to modify the air coolers to

[Traduction]

Dans ce cas, le bassin consiste en trois pontons de palplanche, remplis de roches et d'agrégats. Le système est très bien éprouvé dans ces conditions environnementales.

Le sénateur McElman: Où se trouve la fosse pour résidus?

M. Bailey: Vers le centre de la photo, sénateur, au-dessus des collines où se trouvent deux lacs dont l'un est utilisé comme source d'approvisionnement en eau potable et l'autre comme fosse pour résidus.

Maintenant, voici la méthode de construction d'un quai modulaire. Vous avez ici la photo de Nanisivik durant la construction. Comme vous le voyez, la glace à la fin de l'hiver, qui a une épaisseur de deux mètres ou à peu près, sert de plate-forme de construction. Pour vous montrer à quel point cette plate-forme est solide, vous voyez à sa surface une grue mécanique de 70 tonnes, au centre de la diapositive.

La méthode de construction consiste à percer un trou dans la glace, enfoncer les pilotis dans la mer, à terminer la structure circulaire, à la remplir de roches et d'agrégats et ensuite à relier les pontons pour terminer le quai. Dans le cas du projet pilote de l'Arctique, les pontons seront reliés par une sorte de pont.

Dans ces conditions climatiques, cette méthode est non seulement éprouvée, mais aussi très économique. C'est probablement la méthode de construction la moins chère parmi toutes celles qu'on peut proposer.

Le sénateur Adams: Je suppose que la marée n'est pas très forte dans cette région.

M. Bailey: Non, je pense que la marée n'est que d'un mètre environ, sénateur.

Le sénateur Adams: En est-il de même à l'île Melville?

M. Bailey: C'est de l'île Melville que je parlais. Je ne suis pas sûr de la marée à Nanisivik.

M. Bruchet: C'est la même chose.

M. Bailey: Et maintenant, voici un modèle du projet de construction du ponton de traitement. La ligne de flottement est indiquée de l'avant à l'arrière, environ à la moitié de la coque. Vous voyez, c'est la ligne noire en pointillé. Ces pontons comprennent entre autres des salles de contrôle à gauche et les installations séparées de traitement vers le centre; elles sont divisées en trois salles d'ignifugation avec cloisons pressurisées, et graduées pour obtenir un maximum de sécurité et de contrôle.

La seule chose qui a vraiment changé depuis que la photo a été prise, ce sont les refroidisseurs à air. Sur cette photo, ils sont installés au plafond du ponton de transformation. Ces refroidisseurs à air ont été remplacés par des refroidisseurs à eau et vous verrez, sur la diapositive suivante, pourquoi ce changement a été apporté.

Les navires peuvent traverser directement les deux mètres de glace qui se forment à la fin de l'hiver à l'Anse Bridport, mais il serait très difficile pour eux d'entrer au bassin parce qu'ils seraient obligés de se déplacer de côté dans l'épaisseur de cette glace. En fait, ils pourraient en faire augmenter l'épaisseur en créant une sorte de banquise qui exercerait beaucoup de pression chaque fois qu'ils se déplaceraient, c'est pourquoi

[Text]

water coolers, with the result that we will be re-injecting warm processed water at about eight degrees Celsius back into the inlet. Over the area which is shown in magenta, which is an area of about 200,000 square meters, we will be restricting the growth of ice to about 60 centimeters. We will not melt it completely, nor will we be preventing its formation; we will just reduce its thickness.

The ships will be designed to dock in that thickness of ice.

Senator Molgat: These barges will be built elsewhere and towed to the site?

Mr. Bailey: Yes, senator, they will be built in a southern Canadian shipyard and towed to the site.

Senator Molgat: In a Canadian shipyard?

Mr. Bailey: Yes, senator.

This next slide shows the artist's concept of the proposed operating accommodation site. We refer to it as the Bridport-Hilton. It is not a solar collector, as its design might suggest—mainly because from November to February there is no sun to collect.

It is a modular construction that will be fabricated in the south and erected on the site in the north.

Our one attempt at humour shows the off-shift process operators playing volleyball in the foreground. We do not really know how often that will occur.

The route that the ships will take from Melville Island to the southern terminal is shown on this slide. The width of the bend through the Baffin Bay/Davis Strait/Labrador Sea area we like to define as an operational corridor—for several reasons, the technical reason being the thickness of the pack ice that forms off Baffin Island, and also the avoidance, from a hazard point of view, of the icebergs that come out of the Greenland/Disko Island area.

In some years, as many as 1,500 icebergs survive to the latitude of St. John's, which is considerable. There is a potential problem in that respect.

Obviously, we will be adjusting the route of each ship's passage for these technical factors—consumption of fuel, time of transit, and so on. Also, we will be adjusting the route for environmental concerns, which I shall touch upon in a moment.

In terms of the ships' performance, we have based all of our forecasts on the worst ice year that we have seen, which is 1976. The kind of data that we have built into our computer programs is shown on this slide—the level ice thickness for each week of the years 1972 through 1979, wind-induced pressure, ridges (their main characteristics and frequency), visibility, wave height, and so on.

Supplementing that data is some other data that we acquired as a result of two-on-ice surveys, taken in the years

[Traduction]

nous avons remplacé les refroidisseurs à air par des refroidisseurs à eau et ce faisant, nous réinjecterons de l'eau chaude traitée à une température d'environ 8 degrés centigrade dans l'Anse. Dans la région qui est indiquée en magenta, soit environ 200,00 mètres carrés, nous allons limiter l'épaisseur de la glace à environ 60 centimètres. Nous ne la ferons pas fondre complètement, nous n'empêcherons pas non plus qu'elle se forme, mais nous allons tout simplement en réduire l'épaisseur.

Les navires seront conçus pour entrer au bassin dans cette épaisseur de glace.

Le sénateur Molgat: Ces pontons vont être construits ailleurs et remorqués ensuite?

M. Bailey: Oui, sénateur, ils vont être construits dans un chantier naval du Sud du Canada et remorqués.

Le sénateur Molgat: Dans un chantier de construction navale canadien?

M. Bailey: Oui, sénateur.

Sur la diapositive suivante, on voit la maquette du projet de camp des manœuvres. Nous l'appelons le Bridport Hilton. Il ne s'agit pas d'un capteur solaire, comme on pourrait le croire, essentiellement parce que du mois de novembre au mois de février, il n'y a pas de soleil.

Il s'agit d'une construction modulaire qui sera réalisée dans le Sud et montée sur place dans le Nord.

Nous avons voulu insérer une petite note d'humour en plaçant au premier plan des opérateurs qui jouent au ballon-volant pendant leurs heures de loisirs. En réalité, nous ne savons pas combien de fois ils vont pouvoir le faire.

Le trajet des navires de l'île Melville jusqu'au terminal sud est représenté sur cette diapositive. Vous y voyez la largeur de la courbe qui se dessine à travers la baie Baffin, le détroit de Davis et la mer du Labrador que nous nous plaçons à définir comme un corridor opérationnel, pour diverses raisons, entre autres, sur le plan technique, à cause de l'épaisseur de l'amas de glace qui se forme à l'extérieur de l'île Baffin, et aussi pour éviter par mesure préventive, les icebergs qui viennent de la région du Groënland et de l'île Disko.

Certaines années, 1,500 icebergs et plus flottent jusqu'à la latitude de St. John's, ce qui est beaucoup. C'est là un problème éventuel.

De toute évidence, nous allons adapter le trajet de chaque navire à ces facteurs techniques, consommation d'essence, durée du trajet, et ainsi de suite. En outre, nous allons adapter la route en fonction de préoccupations environnementales, problèmes que nous allons aborder dans un instant.

En ce qui concerne le rendement des navires, nous avons fondé toutes nos prévisions sur la pire année de glace que nous ayons connue, soit 1976. Les données que nous avons insérées dans nos programmes informatiques figurent sur cette diapositive, c'est-à-dire l'épaisseur de la glace pour chaque semaine des années 1972 à 1979, la pression causée par le vent, les banquises (leurs caractéristiques principales et la fréquence), la visibilité, la hauteur des vagues et ainsi de suite.

En complément, vous avez d'autres données que nous avons recueillies à la suite de deux enquêtes sur les glaces effectuées

[Text]

1977 and 1978, when we went from Bridport Inlet approximately 250 miles to the east and drilled a hole through the ice approximately every kilometer. We surveyed several ridges and learned some of their major characteristics. We also learned from this program the types of ice we will be up against in terms of whether it is first-year ice, multi-year ice, its thickness, its hardness characteristics, and significant parameters of that nature.

What we typically found on the ridges was that, first of all, the ridges in the Northwest Passage are much less severe in terms of their size, their hardness, and their frequency than are the ridges to be found in the Beaufort Sea.

The main features of the ridges are shown on this slide, with the scale on the right being in meters. In white, we have the thin snow cover on the surface; the dark blue section represents the hard ice, which is typically 30 to 40 per cent thicker than the surrounding level ice, underneath which there is a zone of what we call soft ice and a thicker zone of very soft ice, which is frequently rubble ice from where the two ice sheets have come together.

Our vessels will be designed to traverse the worst ridges we have seen in this area. We have conducted ice model tests in all four major ice tanks in the world. As you can see from this photograph, the proposed bow design is proceeding from simulated level ice into a simulated ridge, and of course the on-ice surveys were used to define the parameters of this model test.

I have spent a fair bit of time talking about ice. It may come as a surprise to honourable senators to learn that the projected time, on a year-round basis, that the vessels will spend in ice is about 4 per cent less than it is in open water, the figures being 34 per cent in ice and 38 per cent in water.

Also shown on this pie chart are the allowances we have made for manoeuvring around the terminus, a yearly allowance for dry docking, and—

The Chairman: Perhaps you could give the figures, Mr. Bailey.

Mr. Bailey: Yes, Manoeuvring is 8.3 per cent; dry docking, 5.4 per cent; waiting at the terminals, 10.2 per cent; unloading, 1.9 per cent; and loading, 2.2 per cent. This is on a year-round average basis.

The Chairman: An in open water, the figure is 37.8 per cent; and in ice, 33.9 per cent.

Mr. Bailey: This next slide will give you some idea of what the ships may look like. This is one of the Shell LNG carriers. It is a Technigaz membrane containment system.

This particular vessel is about 250 meters in length, making it about 100 meters shorter than our proposed ship design for the Arctic Pilot Project.

[Traduction]

en 1977 et 1978; nous sommes allés jusqu'à environ 250 milles à l'est de l'Anse Bridport et nous avons perforé un trou dans la glace presque tous les kilomètres. Nous avons surveillé l'évolution de plusieurs banquises et noté certaines de leurs caractéristiques principales. Nous avons aussi découvert le type de glaces que nous devons affronter, celles qui se forment la première année, celles qui s'accumulent au cours des années, leur épaisseur, leur solidité et autres paramètres importants de ce genre.

D'abord, la caractéristique la plus importante que nous avons découverte sur les banquises, c'est que celles du Passage du Nord-Ouest sont beaucoup moins volumineuses, beaucoup moins dures et leur fréquence est moindre que celles qu'on trouve dans la mer de Beaufort.

Les principales caractéristiques des banquises figurent sur cette diapositive, avec à droite, l'échelle métrique correspondante. En blanc, nous avons la mince couche de neige qui recouvre la surface; la section bleu foncé représente la glace dure qui est généralement de 30 à 40 p. 100 plus épaisse que la glace du niveau environnant, sous laquelle on trouve une zone dite de glace molle et une zone plus épaisse de glace très molle, qui provient fréquemment de la rencontre de deux couches de glace.

Nos navires seront conçus pour traverser les pires banquises que nous ayons vues dans cette région. Nous avons effectué des tests modèles de glace dans les quatre principaux réservoirs de glace du monde. Comme vous pouvez le voir d'après cette photographie où tous les éléments sont simulés, la proue proposée s'avance dans un certain niveau de glace vers une banquise. Bien sûr, les enquêtes sur glace ont été utilisées pour définir les paramètres de ce test modèle.

Je vous ai parlé pendant passablement de temps de la glace. Les honorables sénateurs seront peut-être surpris d'apprendre que le temps que les navires passeront annuellement, prévoit-on, dans les glaces est d'environ 4 p. 100 moindre que celui passé dans l'eau libre, les chiffres étant de 34 p. 100 dans les glaces et de 38 p. 100 dans l'eau.

Figurent également sur ce diagramme à secteurs les prévisions que nous avons faites pour les manœuvres autour du terminal, une prévision annuelle pour la cale sèche, et...

Le président: Peut-être pourriez-vous nous donner les chiffres, monsieur Bailey.

M. Bailey: Oui. Les manœuvres représentent 8.3 p. 100; la cale sèche, 5.4 p. 100; l'attente dans les terminaux, 10.2 p. 100; le déchargement, 1.9 p. 100; et le chargement 2.2 p. 100. Il s'agit d'une moyenne annuelle.

Le président: Et en eau libre, le chiffre est de 37.8 p. 100, par opposition à 33.9 p. 100 dans les glaces.

M. Bailey: La prochaine diapositive vous donnera une idée de l'apparence des navires. Voici un des transporteurs de GNL de Shell. Il utilise un système de réservoir à membrane Technigaz.

Ce navire-ci mesure environ 250 mètres de long, soit quelque 100 mètres de moins que notre navire proposé pour le projet pilote de l'Arctique.

[Text]

Our ships will have significantly more horsepower—on the order of four to five times that of conventional LNG carriers.

We are examining two major containment systems—the membrane system as shown on this particular carrier and the spherical system, which I will show you in a moment.

Next we have an internal view of a membrane tank. The dark spot towards the lower center is a man standing at the back of the tank. This is a 25,000-meter tank. The ones we would propose for our vessels would be slightly larger, being some 28,000 cubic meters.

The primary barrier is stainless steel that is waffled in two dimensions for thermal expansion reasons. That is supported by a balsam and maple plywood insulation system, backed up by a foam insulation that is supported on the inner hull of the vessel.

For a membrane system, the vessels would have two complete hulls. The other option we have is for a spherical containment system. It is equally well-proven in terms of economics and demonstration of technical viability. In fact, that may well become our preferred design.

Our latest ship design—and it is an evolving process—is shown on this particular slide. It is like nothing that is afloat now. It will be of the order of 360 meters, or approximately 1,200 feet in length. The beam will be 50 meters, with cargo capacity being 144,000 cubic meters. They will have a delivered shaft horsepower of the order of 150,000 horsepower.

The only thing comparable in terms of power delivery would be some of the American aircraft carriers. The proposed design includes what is known as a reamer bow on the front; that is, the bow section is shaped somewhat like an inverted spoon and is wider than the parallel mid-body of the vessel for friction reduction reasons.

This particular design contemplated four spheres, the forward two spheres being totally enclosed for structural strength reasons. On the forward bow section there is the possibility of two lateral thrusters, the vertical section being an ice stopper just in case the vessel runs into an iceberg. A similar feature exists on the back end to protect the two rudders and the two propellers. The propellers will probably be variable pitch propellers, mounted in nozzles.

The Chairman: What safety features are there in the event of a collision?

Mr. Bailey: Perhaps I could ask Mr. Wetherell to respond to that.

Mr. Wolcott: Mr. Wetherell is the manager of the shipping component.

Mr. Wetherell: In terms of collision avoidance, the systems that will be installed in these ships to identify icebergs, other vessels, and so on, will be fairly sophisticated and will include

[Traduction]

Nos navires auront beaucoup plus de chevaux-vapeur, c'est-à-dire quatre à cinq fois plus que les transporteurs conventionnels de GNL.

Nous sommes en train d'examiner deux grands systèmes de réservoirs—le système à membrane qui est utilisé dans ce transporteur-ci et le système sphérique, que je vous montrerai dans un moment.

Nous avons maintenant une vue de l'intérieur d'un réservoir à membrane. Le point noir vers le centre du bas est un homme qui s'appuie contre la paroi du réservoir. C'est un réservoir de 25,000 mètres. Ceux que nous proposons pour nos navires seraient légèrement plus gros, et auraient une capacité de 28,000 mètres cubes.

La première barrière est en acier inoxydable gaufré en deux dimensions pour permettre l'expansion thermique. Elle repose sur un système d'isolation en contre-plaqué de baume et d'érable, lui-même coussiné de mousse isolante placée sur la coque intérieure du navire.

Pour pouvoir opter pour un système à membrane, les navires devraient avoir deux coques pleines. L'autre option qui se présente à nous est celle d'un système de réservoir sphérique, lequel est également bien éprouvé en termes d'économie et de viabilité technique. En fait, il se peut que nous en venions à préférer ce modèle.

Notre dernier modèle de navire—et il s'agit d'un processus évolutif—est illustré dans cette diapositive-ci. Il ne ressemble à rien de ce qui existe déjà. Il aura quelque 360 mètres, soit approximativement 1,200 pieds, de longueur. La largeur en sera de 50 mètres et la charge utile, de 144,000 mètres cubes. Sa puissance sera de l'ordre de 150,000 chevaux-vapeur.

Seuls quelques-uns des porte-avions américains pourraient s'y comparer pour ce qui est de la puissance. Le modèle proposé comprend ce qui est connu sous le nom de proue de calfatage à l'avant. En effet, la section de la proue est façonnée un peu comme une cuillère inversée et elle est plus large que la section médiane parallèle du navire, ce qui permet de réduire la friction.

Ce modèle particulier comporte quatre sphères, les deux sphères à l'avant servant uniquement à renforcer la structure. Sur la section avancée de la proue, il est possible d'installer deux butées latérales; la section verticale servirait de pare-glace si le navire venait à frapper un iceberg. Un dispositif semblable existe à l'arrière pour protéger les deux gouvernails et les deux hélices. Les hélices seront probablement des hélices à pas variable, montées en tuyères.

Le Président: Quels dispositifs de sécurité y a-t-il en cas de collision?

M. Bailey: Je pourrais peut-être demander à M. Wetherell de répondre à cette question.

M. Wolcott: M. Wetherell est directeur des opérations maritimes.

M. Wetherell: Les systèmes qui seront installés sur ces navires pour repérer les icebergs, les autres navires, etc. seront passablement complexes et incluront un radar, un équipement

[Text]

radar, high-level lighting, and various forms of optical systems which can see with very low lighting.

This is an area of extensive research at the present moment. To add to that, most of the area that will be traversed by these ships is very lightly travelled to begin with, and in those areas where they will be traversing high traffic densities, such as the St. Lawrence River, there are pilotage laws and regulations governing the movements of vessels. In addition, there will be traffic management systems in place which provide for vessel separations, and those sorts of things.

It is an area of ongoing development and refinement. If there is a collision, the two vessels which we are proposing would not be significantly damaged, but we are looking at ways and means of preventing that unlikely occurrence to the highest degree possible.

Senator McElman: In this bow design, there is no ride-up capacity at all? It is a strict penetration of the ice, a cutting?

Mr. Wetherell: No. On the front tip, senator, you will see a wedge. The primary function of that edge is to bend the ice down and cut it in the middle. It just goes sideways. It is not of the traditional type where you break the ice and spread it apart. With this spoon concept, the ice is forced down until it breaks, and then it floats to the sides.

The Chairman: Mr. Bailey.

Mr. Bailey: Some of the information I have shown you, such as the ice model testing, could be regarded as theoretical. We have also incorporated in our data base the operating experience of vessels such as Melville's *M.V. Arctic*, which is a Class 2 bulk cargo transporting vessel. It is used, in part at least, to transport the mineral concentrates from the Nanisivik Mine to the European market.

For scale purposes, the pieces of ice approximately at mid-ship are approximately three to four feet thick.

Senator Guay: What we are saying, in effect, is that the *St. Laurent* icebreaker would be a miniature compared to these two proposed vessels.

Mr. Bailey: The *St. Laurent*, I believe, is a Class 3 vessel. As Mr. Beddome mentioned earlier, icebreakers, because they do not have a cargo-carrying capability, are much shorter. They are shorter and squatter vessels.

We are in the process now of incorporating the data available from Dome Petroleum's *M.V. Kigoriak*, which is between a Class 3 and a Class 4 ice-strengthened supply boat. It has been in the Arctic for a year and a half or thereabouts now and is a very successful vessel.

You can see from this slide the reamer bow design that is wider than the parallel midbody section. We have also incorporated the data that is available from the 1969-70 transit of the U.S. *Manhattan*, shown in the centre of the photograph.

[Traduction]

d'éclairage de longue portée et diverses formes de systèmes optiques qui peuvent être efficaces même avec un très faible éclairage.

C'est un domaine où les recherches sont très poussées dans le moment. En plus, la majeure partie de la région que traverseront ces navires est très peu fréquentée pour commencer, et dans les régions à densité de trafic élevée, comme celle du fleuve Saint-Laurent, des lois et des règlements de pilotage régissent le déplacement des navires. En outre, il y aura des systèmes de gestion du trafic qui prévoient les écarts à respecter entre les navires et ce genre de choses.

C'est un domaine qui donne lieu à un développement et à un perfectionnement continuel. S'il y a collision, les deux navires que nous proposons ne seraient pas sensiblement endommagés, mais nous cherchons par tous les moyens à empêcher que ne se produise un événement aussi improbable.

Le sénateur McElman: Avec ce modèle de proue, est-il tout à fait impossible d'enlever la glace? Il s'agit strictement de pénétrer la glace, de la couper?

M. Wetherell: Non. Sur l'inclinaison frontale, sénateur, vous verrez qu'il y a un coin. La première fonction de ce coin est de faire basculer la glace et de la couper en deux. Les deux morceaux vont ensuite de chaque côté du navire. Il ne s'agit pas de la méthode traditionnelle où l'on brise la glace pour ensuite l'éparpiller. Avec cette forme de cuillère, la glace est renforcée jusqu'à ce qu'elle brise pour ensuite remonter à la surface de chaque côté du navire.

Le président: Monsieur Bailey.

M. Bailey: Certains des renseignements que je vous ai donnés, comme le test modèle de glace, pourraient être jugés théoriques. Nous avons également tenu compte, dans notre base de données, de l'expérience dans l'exploitation de navires tel le *M.V. Arctic* de Melville, qui est un navire chargeant en vrac de classe 2. Il est utilisé, partiellement du moins, pour transporter le minerai concentré de la mine Nanisivik vers les marchés européens.

Pour fins de comparaison, les morceaux de glace qui arrivent à mi-coque ont approximativement trois à quatre pieds d'épaisseur.

Le sénateur Guay: Vous dites en fait que le brise-glace *Saint-Laurent* serait une miniature comparativement à ces deux navires proposés.

M. Bailey: Le *Saint-Laurent*, je le crois, est un navire de classe 3. Comme M. Beddome l'a mentionné plus tôt, les brise-glaces, parce qu'ils n'ont pas de charge utile, sont beaucoup plus courts. Ce sont des navires plus courts et plus trapus.

Nous sommes maintenant en voie d'inclure les données fournies à partir du *M.V. Kigoriak* de la Dome Petroleum, qui est un navire-ravitailleur renforcé pour les glaces, se situant entre la classe 3 et la classe 4. Il a passé un an et demi à peu près dans l'Arctique et s'est avéré excellent.

Vous pouvez voir dans cette diapositive-ci le modèle de proue de calfatage qui est plus large que la section médiane parallèle. Nous avons également inclure les données tirées du transit de 1969-1970 du *Manhattan* des États-Unis, qui figure

[Text]

Because this is an oil carrier, it sits much lower in the water than would the proposed LNG carriers; that is, the freeboard is much less. It is fairly similar in size in terms of its beam and the length. The *Manhattan* is about 310 meters, versus the proposed APP vessels of 360 meters. But she was significantly understrengthened and under-powered. Delivery power from this vessel was of the order of 30 megawatts, whereas ours would be 130 megawatts, or about four times as much.

We have also incorporated the data available from the existing Canadian coastguard vessels, such as the *Sir John A. Macdonald* shown to the right, which traditionally operate in the Arctic during the summer months.

A lot of what I have shown you could be regarded as technical information—fuel consumption, time of transit, design, and things of that nature. As I mentioned earlier, we are also incorporating the environmental aspects.

At the Environmental Assessment Review Panel hearings held in April of last year we committed to perform what was called an integrated route analysis. That document is virtually complete and should be published very shortly. It will discuss the routings of the vessels, not only from technical perspectives, but also in terms of their environmental impact on the seal population in this area. The seals, of course, during the spring of the year come on to the ice in certain areas to have their pups—predominantly off the coast of Baffin Island.

We will also be attempting to avoid, at given periods of the year, concentrations of whales, such as the belugas shown here which congregate off the edge of the fast ice on their voyages to their calving grounds.

For the last three years we have been consulting the Inuit residents of the area, and we believe that we have secured their support for the project. There were some concerns initially that the vessels would create what would appear to be an open water lead as they passed through the ice and that this may or may not freeze back adequately for the Inuit of the area to get to their hunting grounds. We believe that between 80 and 90 per cent of the ice that is crushed by the vessel will exit back into the tract and, for most of the year, will refreeze quite rapidly.

During the spring when the ice is naturally melting, there will be some acceleration of the melting process to a minor extent, and during the fall, when the ice is in the freezing process, we may retard it slightly, but we do not believe it will be significant.

In any case, at the EARP hearings we indicated that we would, if necessary, take the Inuit across the ice by whatever means necessary—whether that be ice bridges, helicopter transport or what have you—for those periods of time over which they wish to hunt in these areas.

[Traduction]

au centre de la photographie. Étant donné qu'il s'agit d'un transporteur de pétrole, il s'enfonce beaucoup plus profondément dans l'eau que les transporteurs de GNL proposé, c'est-à-dire que le franc-bord est beaucoup moindre, mais leur ressemblable pour ce qui est de la largeur et de la longueur. Le *Manhattan* mesure environ 310 mètres, et les navires proposés du PPA, 360 mètres. Mais ce navire n'est pas assez renforcé ni assez puissant. Les puissances produites par ce navire n'étaient que de 30 mégawatts, tandis que les nôtres atteindraient 130 mégawatts, soit environ quatre fois plus.

Nous avons également inclu les données fournies pour les navires actuels de la Garde côtière du Canada, tel le *Sir John A. Macdonald* qui figure à droite, et qui opèrent habituellement dans l'Arctique pendant les mois d'été.

Une grande partie de ce que je vous ai montré pourrait être considérée comme des renseignements techniques—consommation de carburant, temps de transit, conception etc. Comme je vous l'ai déjà mentionné, nous tenons compte également des aspects environnementaux.

Lors des audiences du Processus d'évaluation et de révisions environnementales qui se sont tenues en avril l'an dernier, nous avons essayé de démontrer ce que nous appelions une analyse d'itinéraire intégrée. Ce document est presque complet et devrait être publié sous peu. Il traitera des itinéraires des navires, non seulement du point de vue technique, mais également du point de vue de leur incidence environnementale sur la population de phoques qui vit dans cette région. Dans certaines régions, les phoques, bien sûr, montent au printemps sur la glace pour mettre bas et ce, surtout au large des côtes de l'île de Baffin.

Nous cherchons également à éviter, pendant certaines périodes de l'année, les concentrations de baleines comme les bélugas que l'on voit ici et qui se rassemblent sur le bord des glaciers pendant leur pérégrination avant de mettre bas.

Au cours des trois dernières années, nous avons consulté les habitants Inuit de la région et nous croyons nous être gagné leur appui pour le projet. Au départ, ils craignaient quelque peu que les navires ne créent ce qui semblait devoir être une voie d'eau ouverte en traversant la glace, et que cette voie ne règle pas suffisamment pour que les Inuit de la région puissent avoir accès à leurs terrains de chasse. Nous croyons qu'entre 80 et 90 p. 100 de la glace qui est broyée par le navire se reformera sur la voie et que pendant la majeure partie de l'année, elle regèlera très rapidement.

Au printemps, lorsque la glace fond naturellement, il y aura une accélération mineure du processus de fonte, et à l'automne, lorsque la glace se reforme, nous pouvons retarder ce processus légèrement, mais non sensiblement.

De toute façon, lors des audiences du PERE, nous avons indiqué que nous étions disposés, au besoin, à transporter les Inuit par quelque moyen que ce soit, (en construisant des ponts de glace, en les déplaçant par hélicoptère ou par quelque autre moyen) pendant les périodes au cours desquelles ils désirent chasser dans ces régions.

[Text]

The Chairman: Did you give the population of Inuit on Melville Island?

Mr. Bailey: On Melville Island, the Inuit population is zero. There are no permanent human settlements on Melville Island at all. Where they had the concern was from Resolute down to Somerset.

Senator Adams: You are talking about four communities, being Resolute, Pond Inlet, Baffin Island and Clyde River?

Mr. Bruchet: Not Clyde River, no. It would be just those communities adjacent to Lancaster Sound.

Senator McElman: What population are we looking at?

Mr. Bruchet: A total population of approximately 1,300.

Mr. Bailey: The last segment of the project is the southern terminal, for which there are two proposed locations in eastern Canada.

There are some other options that are open to the project. One would be to take the LNG directly into the U.S. market. This is not a very likely option since LNG imports into the U.S. are very low on their priority list.

The other option we have, assuming we do not acquire U.S. government approval for the importation of the gas, would be to make a left turn at Greenland and go to Europe. Some of the distances involved are shown on this slide.

The two terminals in eastern Canada are about 2,800 nautical miles from Melville Island. There are European terminals that are closer than the German location shown on this particular slide. There is a French terminal, for example, which is about 3,200 nautical miles.

When you roll into the analysis the sea state and ice conditions in the North Atlantic, we could land in northern Europe almost identical quantities of LNG to those proposed for eastern Canada.

To back that up a little bit, we had project personnel in Europe in November and we have recently had responses from the Europeans to the effect that they are interested in one of two possibilities for LNG imports—either a backstop position on the American proposal or as a future expansion possibility.

The Chairman: You speak of interest from Europe. Who in Europe?

Mr. Bailey: In November we visited and spoke with a total of 12 companies in ten different countries, with the most interest being shown by Gaz de France. The Germans and Italians are also interested.

The Chairman: Bridport to the terminal in Germany is 3,750 nautical miles, and Bridport to Elba is 4,200 nautical miles.

Mr. Bailey: In terms of the land use impact that the project might have on the southern terminal, this next slide shows you

[Traduction]

Le président: Nous avez-vous donné la population d'Inuit de l'Île Melville?

M. Bailey: Dans l'Île Melville, il n'y a aucun Inouk. Il n'y a aucun établissement permanent dans l'Île Melville. Les intéressés se situent entre Resolute et Somerset.

Le sénateur Adams: Vous parlez des quatre collectivités, c'est-à-dire Resolute, Pond Inlet, l'Île de Baffin et Clyde River?

M. Bruchet: Non, pas Clyde River. Il ne s'agirait que des collectivités qui sont à proximité de Lancaster Sound.

Le sénateur McElman: De quelle population s'agirait-il?

M. Bruchet: D'une population totale d'environ 1,300 habitants.

M. Bailey: La dernière partie du projet est le terminal sud, pour lequel on a proposé deux emplacements dans l'Est du Canada.

Certaines autres options sont offertes au projet. L'une consisterait à acheminer le GNL directement aux marchés américains. Ce n'est pas une option très probable puisque les importations de GNL aux États-Unis sont très basses sur leur liste de priorité.

L'autre option que nous avons, si nous n'obtenions pas l'approbation du gouvernement américain pour l'importation du gaz, serait de faire un détour à gauche par le Groenland pour exporter le GNL en Europe. Certaines des distances en cause figurent sur cette diapositive.

Les deux terminaux dans l'Est du Canada sont situés à environ 2,800 milles marins de l'Île Melville. Les terminaux européens sont plus près que l'emplacement allemand illustré sur cette diapositive-ci. Il y a un terminal français, par exemple, qui se trouve à environ 3,200 milles marins.

Si, dans l'analyse nous tenons compte de l'état de la mer et des conditions de la glace dans le nord de l'Atlantique, nous pourrions acheminer en Europe du nord pratiquement les mêmes quantités de GNL que dans l'est du Canada.

Afin d'aller un peu plus loin dans cette voie, nous avons envoyé du personnel en Europe, en novembre, et les Européens nous ont répondu récemment qu'ils sont intéressés à l'une des deux possibilités suivantes, au sujet des importations de GNL, l'une étant une alternative à la proposition américaine et l'autre, une possibilité d'expansion future.

Le président: Vous parlez de l'intérêt manifesté par l'Europe. Qui, en Europe?

M. Bailey: En novembre, nous avons vu douze sociétés, dans dix pays différents, dont la plus intéressée était le Gaz de France. Les Allemands et les Italiens ont également manifesté leur intérêt.

Le président: Bridport se trouve à 3,750 milles nautiques du terminal en Allemagne et à 4,200 milles nautiques d'Elbe.

M. Bailey: Concernant l'utilisation des terres que le projet pourrait entraîner dans le cadre du terminal sud, la diapositive

[Text]

an aerial view of Elba Island, which is in the State of Georgia, showing a similar-sized regasification terminal.

In our case, we would have two tanks instead of three, but I think you can get a feel from this photograph of the general land use impact. The regasification plant and the office accommodation are towards the right-center of the photograph.

The storage and regasification process is quite simple and straightforward. The LNG is offloaded as a liquid, stored in the tanks as a liquid, from which it is withdrawn as demanded by the market and brought up to pipeline temperature and pressure specifications as a gas, and thence distributed to the market as needed.

Mr. Chairman, that concludes my portion of the presentation. If there are no questions, I would be pleased to turn things over at this point to Mr. Andras, who will deal with the economics of the project.

The Chairman: I have one question for you, Mr. Bailey.

Did I understand you to say that there is no transportation of LNG in the world; that this is the first?

Mr. Wolcott: This would be the first time that we would ship on a year-round basis from the Arctic Islands.

The Chairman: But just the Arctic Islands?

Mr. Wolcott: Yes. There is a lot of worldwide transportation of LNG—and it is, for the most part, accident-free. I have forgotten the number of voyages involved.

Mr. Bailey: It is in excess of 5,000 voyages.

Mr. Wolcott: We are dealing with known technology as far as LNG in concerned, whereas we are dealing with unknown technology in terms of the transportation from the Arctic Islands.

Senator Balfour: What are the ecological consequences of a spill of LNG as compared to the consequences of a spill of crude oil?

Mr. Wolcott: LNG is methane gas and would be in a liquid form and, as such, would vaporize very quickly. It is at a temperature of minus 162 of 163 degrees Celsius. Even if it were minus 40 degrees Celsius, the material would be boiling and vaporizing very quickly.

Senator Balfour: So, it would dissipate quickly into the atmosphere?

Mr. Wolcott: Yes.

Senator Adams: What happens if it gets down underneath the ice?

Mr. Wolcott: It would probably not go underneath the ice. However, if there was some method which involved a pipeline underneath the ice, any spill would result in the LNG endeavouring to get up through the porous parts of the ice cover and vaporize.

[Traduction]

suivante vous montre une vue aérienne de l'Île d'Elbe, qui est dans l'état de Georgie; vous y voyez un terminal de regazéification de taille analogue.

Nous aurions deux réservoirs au lieu de trois, mais je pense que cette disposition nous permet de saisir les répercussions, du point de vue de l'utilisation des terres. L'usine de regazéification et le bureau se trouvent légèrement à droite du centre de la diapositive.

Les processus de stockage et de regazéification sont passablement simples. Le gaz naturel liquéfié est déchargé et stocké sous cette forme dans les réservoirs, d'où on l'extrait selon les exigences du marché. On le transforme en gaz selon les spécifications du pipe-line en matière de température et de pression; par la suite il est distribué, selon les besoins.

Monsieur le président, je termine ainsi l'exposé de ma partie du mémoire. S'il n'y a plus d'autres questions, je laisserai la parole à M. Andras, qui abordera les aspects économiques du projet.

Le président: M. Bailey, j'ai une question à vous poser.

Ai-je bien compris lorsque vous avez dit que le gaz naturel liquéfié n'est transporté nulle part ailleurs dans le monde, que nous serions les premiers à le faire.

M. Wolcott: Ce serait la première fois que le transport maritime se ferait à partir des îles de l'Arctique à longueur d'année.

Le président: Uniquement les îles de l'Arctique?

M. Wolcott: Oui. Le GNL est transporté partout dans le monde et, dans la plupart des cas, le tout se passe sans accident. J'ai oublié le nombre de voyages effectués.

M. Bailey: Ce nombre dépasse les 5,000 voyages.

M. Wolcott: Concernant le GNL, nous connaissons la technique tandis que concernant le transport à partir des îles de l'Arctique, nous ignorons la technique.

Le sénateur Balfour: Comparativement aux conséquences d'une fuite de pétrole brut, quelles sont les conséquences écologiques d'une fuite de GNL?

M. Wolcott: Le gaz naturel liquéfié est du méthane sous forme liquide; par conséquent, il s'évapore très rapidement. La température est alors -162° ou -163° C. Même si elle était de -40 C. le liquide bouillirait et s'évaporerait très rapidement.

Le sénateur Balfour: Il se dissiperait donc rapidement dans l'atmosphère, n'est-ce pas?

M. Wolcott: Oui.

Le sénateur Adams: Que se passe-t-il, si le pipe-line se trouve sous la glace?

M. Wolcott: Il ne pourrait probablement pas s'y trouver. Cependant si une fuite se produisait dans un pipe-line enfoui sous la glace, le gaz naturel liquéfié s'évaporerait à travers les porosités de la glace.

[Text]

Senator Yuzyk: Has the interest shown by the European countries, particularly the member nations of the EEC, been such that they have offered investment capital for this project at all?

Mr. Wolcott: The market we have with the United States ties with it some overland gas. We tied some overland gas into that sale so as to get some support for the costs and protection for the costs of this project.

The Europeans are not too accustomed to that approach. However, with or without the sale of gas, we have had interest shown on the part of the Europeans in terms of building the ships and supplying investment capital for the ships, and taking some risk. If we were to sell the gas to the Europeans, they would be prepared to take a higher risk on the investment part of the project.

Senator Yuzyk: But you are not prepared at this stage to make definite plans to sell the gas to Europe?

Mr. Wolcott: No, and our reasoning is that we are really here trying to develop a transportation link to the Arctic Islands, and if we can develop that link into the eastern Canadian seaboard, we would be doing a much better job for Canada than if we were to develop it to Europe.

The domestic price for the gas would not support as much of the costs as would a sale to export, and since we are dealing with a small quantity of gas in total vis-a-vis all exports, we feel that we are justified in making the higher sale to the U.S. in an effort to pay for the project and develop it into the Canadian system first.

Senator Yuzyk: The price of gas will be on the increase continually, and no doubt the time will come when Europe will find it very advantageous to link up with Canada. In fact, given their problems with energy today, they have no doubt already reached that point.

Mr. Wolcott: They are very interested in linking up with Canada. In fact, the Germans and the French are very keen on the entire Arctic area, both for gas or any liquid hydrocarbon we may find. They look upon it as a potential source of these products for Europe.

Senator Yuzyk: Dealing for a moment with the question of the ships, have any arrangements been made with any of the European shipbuilding companies or countries in respect of the construction of these two icebreaking carriers?

Mr. Wolcott: There have been many discussions along those lines, senator. In fact, some of our shipping people recently came back from a tour of some of the yards in Europe. Melville Shipping is very knowledgeable about all worldwide yards. We do not exclude Japan, or possibly even Korea, but the European shipyards are very keen to build these ships, and even the plants and storage barges. But we can build those in Saint John or some other eastern Canadian shipyard, which we intend to do.

[Traduction]

Le sénateur Yuzyk: Les pays européens, particulièrement les pays membres de la CEE, étaient-ils intéressés au point de vouloir investir dans ce projet?

M. Wolcott: Le marché que nous avons conclu avec les États-Unis prévoit le transport de gaz naturel par voie de terre. Nous avons inclus, dans ce marché, certaines quantités de gaz naturel transporté par voie de terre, afin de nous prémunir contre le coût de réalisation de ce projet.

Les Européens ne sont pas tellement habitués à cette approche. Qu'il y ait vente de gaz naturel ou non, les Européens se sont cependant montrés intéressés à construire des navires, à investir des capitaux et à assumer certains risques. Si nous vendions du gaz naturel aux pays européens, ils seraient disposés à risquer plus encore.

Le sénateur Yuzyk: Mais vous n'êtes pas, pour le moment, disposés à élaborer des plans en vue de vendre du gaz naturel à l'Europe?

M. Wolcott: Non, et nous essayons en somme d'ouvrir une voie de transport vers les îles Arctique et si nous pouvons établir ce lieu avec la côte est, le Canada en profiterait plus que si nous l'établissions avec l'Europe.

Le prix intérieur du gaz naturel ne permettrait pas d'assumer autant de frais que le prix à l'exportation et, comme la quantité de gaz naturel que nous vendons est faible, par rapport au total de toutes les exportations, nous nous croyons en droit de vendre le plus gros du gaz aux États-Unis, afin de payer le projet et de le mettre en valeur d'abord dans le cadre du système canadien.

Le sénateur Yuzyk: Le prix du gaz naturel ne cessera pas d'augmenter et il ne fait aucun doute que le jour viendra bientôt où l'Europe trouvera très avantageux de s'approvisionner au Canada. De fait, vu les problèmes énergétiques qu'elle connaît actuellement, elle en est sans doute arrivée à ce point.

M. Wolcott: Ils sont très intéressés à s'approvisionner chez nous. En fait, les Allemands et les Français tiennent beaucoup à l'ensemble du projet de l'Arctique, qu'il s'agisse du gaz naturel ou de tout autre hydrocarbure liquide. Ils considèrent ce projet comme étant une source éventuelle d'approvisionnement pour l'Europe.

Le sénateur Yuzyk: Pour dire un mot sur la question des navires, des ententes ont-elles été conclues avec des sociétés de construction navale européennes ou avec des pays européens en vue de la construction de deux transporteurs brise-glace?

M. Wolcott: Il y a eu beaucoup de pourparlers à cet égard, sénateur. En fait, quelques-uns de nos spécialistes sont récemment revenus d'une visite de certains chantiers européens. La société Melville Shipping est très renseignée sur tous les chantiers. Nous n'excluons pas le Japon, ni même la Corée mais les chantiers européens souhaitent vivement construire, non seulement ces méthaniers, mais aussi les usines et les péniches de stockage. Nous pouvons néanmoins les construire à Saint-Jean ou dans d'autres chantiers de l'Est canadien: c'est d'ailleurs notre intention.

[Text]

Mr. Beddome: Our discussions with the Europeans have centered around the degree of Canadian participation that might be able to be developed if the ships were built in various alternate European shipyards.

One of the interesting features of the aluminum spheres is that the raw material is not now manufactured in Canada of a grade used in these tanks, and there is the possibility—even the probability—that the aluminum of a quality adequate for the tanks could be manufactured and processed in Canada.

Mr. Wolcott: The economics portion, Mr. Chairman, will take approximately 15 minutes. Before calling on Mr. Andras to get into that portion of the presentation, I should point out to you, Mr. Chairman, that we did not bring the *Kigoriak* film with us. We are in a little bit of trouble with you on that score, and for that I apologize.

The Chairman: We will see it when we visit Tuktoyaktuk in June.

Mr. Wolcott: Mr. Andras will now deal with the economics of the project.

Mr. Robert H. Andras, Senior Analyst, Engineering Economics, Project Evaluation, Corporate Planning, Petro-Canada: Mr. Chairman, honourable senators, Mr. Bailey has described some of the technical, environmental and socio-economic challenges that have been overcome in developing this project. The issue I would like to address is whether or not such a venture can be made commercially viable, and if not, whether an economic penalty is required to derive the benefits of such a pilot project.

When this project was first initiated, this kind of a transportation scheme could have been made economically viable according to LNG trading conditions; that is to say, at gas prices delivered, which tend to be higher than the price at which gas is traded conventionally in North America.

With the increase in energy prices that has taken place since the project began, we now believe that, under the terms that we have established for the project, it is a commercially viable venture at prices that we see for conventional natural gas trade in North America.

I would like to describe the terms that we have established for the project, some of the methods that we have used to share the risk among the participants in the venture, and the economic results that we are now forecasting for the Arctic Pilot Project.

To begin with, the economics that I am about to show you reflect Letters of Intent that we have negotiated with both the producers of the gas on Melville Island and with purchasers of the gas in the United States. We are at this time negotiating firm contracts, both for the purchase and for the sale of this gas, but at the moment we are operating from executed Letters of Intent that have been established for purchase and sale.

We are proposing to market this natural gas at the export price as established by the Governor in Council at the Canadian border, and we are proposing to purchase this natural gas from producers according to a pricing arrangement with Drake Point producers, and I will describe that for you.

[Traduction]

M. Beddome: Nos pourparlers avec les Européens ont porté principalement sur le taux éventuel de participation du Canada, si les navires étaient construits dans divers chantiers européens.

Un aspect intéressant des sphères en aluminium est que le Canada ne fabrique pas, pour l'instant, le genre d'aluminium utilisé pour les réservoirs, mais il est possible, voire probable, qu'il puisse le faire.

M. Wolcott: Monsieur le président, il nous faudra environ 15 minutes pour traiter les aspects économiques. Avant de demander à M. Andras d'aborder cette question, je vous signale, monsieur le président, que nous n'avons pas apporté le film *Kigoriak*, ce qui vous cause certains problèmes. Veuillez nous excuser.

Le président: Nous le verrons quand nous visiterons Tuktoyaktuk en juin.

M. Wolcott: M. Andras abordera maintenant les aspects économiques du projet.

M. Robert H. Andras, premier analyste, Évaluation des projets, Planification, Petro Canada: Monsieur le président et honorables sénateurs, M. Bailey vous a exposé quelques uns des difficultés techniques, environnementales et socio-économiques que nous avons surmontées. Je voudrais maintenant examiner si une telle entreprise peut être rentable et, dans la négative, ce qu'il nous en coûtera, économiquement, pour tirer profit d'un projet pilote de ce genre?

Au début du projet, ce mode de transport aurait pu être rentable, dans les conditions de commercialisation du GNL, c'est-à-dire au prix du gaz naturel à la livraison, qui tend à être plus élevé que le prix de vente actuel du gaz en Amérique du nord.

Depuis le début du projet, les prix de l'énergie ont augmenté et nous croyons maintenant que, selon les modalités que nous avons prévues pour ce projet, l'entreprise est rentable aux prix où le gaz naturel traditionnel se vend en Amérique du Nord.

J'aimerais vous décrire les modalités que nous avons prévues pour ce projet, certaines des méthodes que nous avons utilisées pour répartir les risques entre les parties et les prévisions économiques pour le projet pilote de l'Arctique.

Tout d'abord, les aspects économiques que je m'appête à vous soumettre découlent des déclarations d'intention que nous avons négociées avec les producteurs de gaz de l'Île Melville et avec les clients américains. Nous négocions, des contrats fermes, et pour l'achat et pour la vente de ce gaz naturel, mais pour l'instant, nous suivons les déclarations d'intention qui ont été établies pour l'achat et la vente.

Nous nous proposons d'une part de vendre ce gaz naturel selon le prix à l'exportation établi par le Gouverneur en conseil et nous nous proposons de payer aux producteurs de gaz naturel les prix fixés en vertu de l'accord signé avec les producteurs de Drake Point, dont je vous décrirai les modalités.

[Text]

The capital and operating costs that are used as a basis for our economic analysis have been estimated in mid-1980 dollars. They have been filed with the National Energy Board, and they are escalated according to Petro-Canada's long-term economic forecasts. We have considerable confidence in the costs as we have estimated them.

Finally, we are anticipating that we will deliver and sell natural gas at the volumes that we have contracted for, although there is a measure of redundancy in our system. Under the best circumstances, and by operating flat out, we could deliver more than we have actually contracted to deliver.

Our gas sale agreement is to a consortium of American transmission companies, headed by Tenneco and including Columbia, Texas Eastern and Northern Natural Gas. The selling price for the natural gas delivered from the Arctic will be the Canadian export price for all of the volumes associated with this sale.

There are two components of the sale: The first is related to the actual delivery of liquefied natural gas from the Arctic to eastern Canada. That component of the sale will begin in 1986 and will continue for 20 years, and we will deliver to the U.S. customer 225 billion Btu's of natural gas per day.

The second and matching component of the sale is a conventional sale to the same set of customers from western Canada, involving 225 billion Btu's a day, with deliveries to begin in 1983 and to continue thereafter for 15 years.

We have also agreed with our customers that, in the event that operating difficulties cause some interruption in the sale of volumes from the Arctic, we would provide emergency gas to those customers on a "best efforts" basis—and essentially "best efforts" in this case would be availability of the gas as surplus to Canadian requirements and pipeline capacity to deliver it.

We have negotiated an arrangement whereby the customers share project risks with us—and at the end of this presentation I will go into some detail on what the terms of that risk-sharing component of the agreement are.

Essentially, the buyers have agreed to provide cash to the project, subject to the accomplishment by the project of certain performance tests, whether natural gas is being delivered or not, so as to cover the cash requirements of the project in all events, and particularly in circumstances where we were experiencing short-term operating difficulties during start-up and the testing out of the system that we have established.

The Chairman: Can you explain the conventional sales beginning in 1983? This would be western Canadian gas?

Mr. Andras: Yes, it would be western Canadian gas. If I may go to the next slide. Mr. Chairman, I think I can explain the disposition of this gas in a clearer fashion.

As I have mentioned, I will go into some detail on the terms of risk-sharing that we have established with U.S. customers, but the essential rationale for the sale of this conventional volume from western Canada is that, in that U.S. customers have agreed to provide us with revenues for the project wheth-

[Traduction]

Les coûts d'immobilisation et d'exploitation, dont nous avons tenu compte pour fonder notre analyse économique, ont été exprimés en dollars du milieu des années 80. Ils ont été transmis à l'Office nationale de l'énergie et ils ont été haussés en fonction des prévisions économiques à long terme de Petro-Canada. Nous croyons fermement que nos estimations des coûts sont justes.

Enfin, nous croyons pouvoir livrer et vendre les quantités de gaz naturel fixées dans nos contrats, bien qu'il y ait certains accrocs dans notre système. Dans des conditions idéales et en fonctionnant à plein rendement, nous pourrions livrer plus que les volumes prévus dans les contrats.

Notre contrat de vente de gaz naturel a été signé avec un consortium de sociétés de transmission américaines, dirigée par la société Tenneco et comprenant les sociétés Columbia, Texas Eastern et Northern Natural Gas. Pour le pay naturel provenant de la zone Arctique le prix au point de livraison sera établi en fonction du prix canadien des exportations.

Ce contrat de vente comporte deux volets. En premier lieu, il s'agit de la livraison du gaz naturel liquéfié de l'Arctique jusqu'à l'Est du Canada. Cette livraison débutera en 1986 et se poursuivra pendant 20 ans; en outre, nous livrerons quotidiennement aux États-Unis 225 milliards de BTU de gaz naturel.

Le deuxième volet est le suivant: le pay naturel est rendu aux mêmes clients de l'Ouest du Canada. Les livraisons, qui commenceront en 1983 et se poursuivront pendant 15 ans seront de l'ordre de 225 milliards de BTU par jour.

Nous sommes également convenus avec nos clients que d'éventualité où des difficultés d'exploitation entraîneraient une interruption dans la vente des hydrocarbures provenant de l'Arctique, nous leur fournirions quand même du gaz naturel à condition de pouvoir puiser dans l'excédent, une fois que les besoins canadiens sont satisfaits et de pouvoir disposer du pipe-line pour la livraison.

Nous avons négocié une entente, selon laquelle les clients partagent les risques du projet avec nous... et, à la fin de ce mémoire, je vous expliquerai par le menu les modalités de cette répartition du risque.

Voici ce dont il s'agit essentiellement: en se fondant sur les résultats de certains tests de rendement, les clients ont accepté d'investir dans ce projet, que le gaz naturel soit livré ou non, des capitaux permanent de fournir les fonds nécessaires et, particulièrement, de résoudre les difficultés d'exploitation à court terme, au cours de la mise en marche et des essais.

Le président: Pouvez-vous nous expliquer les ventes de gaz traditionnel devant débuter en 1983? Il s'agit de gaz canadien de l'Ouest?

M. Andras: Oui. Si vous me permettez de projeter la prochaine diapositive, monsieur le président, je crois pouvoir expliquer de façon plus claire la disposition de ce gaz.

Comme je l'ai déjà mentionné, j'expliquerai en plus de détails les modalités de partage des risques que nous avons établies avec les clients américains, mais le raisonnement fondamental qui sous-tend la vente de ce gaz traditionnel de l'Ouest canadien c'est que, dans la mesure où les clients

[Text]

er we are delivering Arctic volumes or not and, as I said, subject to performance tests and subject to eventual repayment—it is in their interests to have gas not likely to encounter any of the operating difficulties that might be associated with Arctic gas flowing at all times.

If they are making payments to us to cover our Arctic Project cash requirements, they do have volumes being delivered to their customers into which they can roll these costs and recover them in some measure during periods when the Arctic Pilot Project might experience delivery interruptions.

Obviously, the provision of an additional volume of western Canadian gas is an inducement to customers that we have used as a means of enhancing the value of the project to U.S. customers.

So, what we are talking about is initiating the project with a sale of 225 billion Btu's, or approximately 225 million cubic feet of natural gas per day in 1983 from western Canada and continuing for 15 years.

The Arctic Pilot Project will begin deliveries in mid-1985, and we anticipate will be up to full volume levels by the beginning of 1976 and will deliver Arctic LNG to one of several possible locations in eastern Canada.

While that gas will be physically consumed in eastern Canada, the sale to U.S. customers will be made through the exchange of that gas for western Canadian gas at any mutually agreed upon delivery point along the Canadian pipeline system. That provides obvious advantage for us in terms of flexibility of deliveries and the acquisition of the benefits of having that kind of a facility in eastern Canada, and provides the benefits of flexibility of the location of deliveries to the U.S. customer all along the border.

The Chairman: How do the reserves in Hibernia reflect on the economics of this project, or your thinking?

Mr. Andras: We have not taken account of the reserves in Hibernia to date. It is our understanding that the gas-oil ratios in Hibernia are relatively high as tested to date but that the operator would anticipate re-injecting those volumes for some considerable period of time. In the absence of a well-defined plan for the production of that gas from Hibernia, we do not see it coming onstream on precisely the same timeframe as the Arctic Pilot Project.

Perhaps Mr. Wolcott can add to that.

Mr. Wolcott: No, I cannot add anything to what Mr. Andras has said. Initially, the tentative plan is to re-inject the gas from Hibernia. Of course, Sable Island is not well enough defined as yet to say what kind of volumes might come from there.

[Traduction]

américains ont accepté de nous fournir une partie du financement pour le projet, que nous assurons ou non la livraison de gaz de l'Arctique et, je le répète, sous réserve de certains essais de rendement et d'un remboursement éventuel, ils ont intérêt à avoir un approvisionnement assuré en gaz qui ne risque pas de se heurter aux difficultés d'exploitation qui pourraient être associés de gaz de l'Arctique.

S'ils nous font des paiements pour couvrir nos besoins en comptant pour le projet de l'Arctique, en contrepartie, nous livrons à leurs clients du gaz dans le prix duquel ils peuvent inclure les coûts et les recouvrer dans une certaine mesure pendant les périodes où les livraisons de gaz du Projet pilote de l'Arctique pourront être interrompues.

Évidemment, nous avons déjà utilisé la livraison de volumes additionnels de gaz de l'Ouest canadien comme incitant auprès de nos clients et aussi pour rehausser la valeur du projet aux yeux des clients américains.

Ainsi, nous parlons maintenant de ventes initiales de 225 milliards de Btu en 1983, soit environ 225 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel de l'Ouest canadien, ventes qui se poursuivront pendant 15 ans.

Les livraisons du Projet pilote de l'Arctique débiteront vers la mi-1985, et nous espérons atteindre le niveau maximal dès le début de 1976 et nous livrerons le gaz naturel liquéfié de l'Arctique à un des divers points de livraison dans l'Est du Canada.

Même si ce gaz sera effectivement consommé dans l'Est du Canada, la vente aux clients américains consistera en un échange de ce gaz contre le gaz de l'Ouest canadien à un point de livraison choisi par accord mutuel le long du réseau de pipe-line canadien. Cela nous assure une certaine souplesse en matière de livraisons et nous permet de profiter de ces installations dans l'Est canadien tout en nous permettant de choisir des points de livraison aux clients américains sur toute la longueur de la frontière.

Le président: A votre avis, quelle incidence ont les réserves du projet Hibernia sur les considérations économiques de ce projet?

M. Andras: Jusqu'à maintenant nous n'avons pas tenu compte des réserves du projet Hibernia. Nous avons cru comprendre, d'après les essais effectués jusqu'à maintenant, que les ratios gaz-pétrole du projet Hibernia sont relativement élevés, mais que l'exploiteur songe à réinjecter ces volumes pendant une période considérable. En l'absence d'un programme bien défini de production du gaz du projet Hibernia, nous ne prévoyons pas que la mise en exploitation de ce gisement coïncide avec le Projet pilote de l'Arctique.

M. Wolcott pourrait peut-être vous fournir d'autres détails.

M. Wolcott: Non je ne peux rien ajouter à ce que vient de dire M. Andras. Au départ, nous prévoyons, à titre d'essai, réinjecter le gaz provenant du projet Hibernia. De toute évidence, les réserves de l'Île de Sable ne sont pas suffisamment bien définies pour nous permettre de dire quels volumes de gaz pourront en être tirés.

[Text]

Mr. Andras: I would like to describe, as well, the arrangements we have made with the producers of natural gas on Melville Island.

The characteristics, economically, of this project are that costs are relatively high in the early years relative to anticipated revenues, and then, as energy price increases take place and the costs of the project are depreciated over time, there will be more funds available, both to support the project costs and to flow back to the producers.

We have made an arrangement with producers whereby we believe risks are equitably shared and rewards are equitably shared during both the high-risk initial period of project operation and the later period when revenues are expected to be more than adequate to support the costs of the project.

For the first five years of project operation, we have offered the producers \$1 per million Btu's of natural gas at the fieldgate on Melville Island—in other words, into our pipeline as described by Mr. Bailey.

That price would escalate with the rate of change in the Canadian export price. In other words, it would track changes in the border price.

That protects the producer in the event that our project costs, when deducted from the border price, are greater than that \$1 would allow. In other words, the producer is provided with a minimum price below which sales would not fall.

Thereafter, we would calculate the project costs and rates of return and share available revenues after coverage of our project costs and minimum return expectations with producers according to what was available based upon the outcome of our project costs and the outcome of energy price increases.

Senator Balfour: Is that price offered on a take-or-pay basis?

Mr. Andras: No, it is not.

The final item in the description of this agreement that we have reached covers that item. We have agreed to finance the costs of the Drake field development; that is to say, the sponsors of the Arctic Pilot Project will advance to the producers those funds necessary to install production facilities at Drake Point.

In lieu of take-or-pay, we have agreed that the repayment of those funds, which would be made out of gas sales revenues, would be suspended in the event that the project fails to take gas from producers. In other words, their repayment obligations for the development costs would be suspended in the event that we are not taking gas.

Similarly, if we were failing to take a sufficient volume of gas to allow producers to cover their operating costs and remain in operation, we would provide funds to cover those operating costs during those periods, to be repaid eventually from gas revenues and "as possible."

[Traduction]

M. Andras: J'aimerais aussi décrire les accords que nous avons conclus avec les producteurs de gaz naturel de l'Île Melville.

Les coûts de ce projet seront relativement élevés dans les premières années par rapport aux recettes prévues; cependant, au fur et à mesure qu'interviendront les augmentations du prix du pétrole et l'amortissement graduel des coûts du projet, il y aura davantage de fonds disponibles tant pour financer le projet que pour rembourser aux producteurs une partie des mises de fond.

Aux termes de l'accord que nous avons conclu avec les producteurs, nous croyons que les risques, et les bénéfices, sont partagés d'une façon équitable tant pendant la période initiale de réalisation du projet où les risques sont élevés que pendant la période ultérieure où les recettes permettront vraisemblablement de financer les coûts du projet.

Pendant les cinq premières années du projet, nous avons offert aux producteurs \$1 le million de BTU de gaz naturel à l'entrée du champ sur l'Île Melville, autrement dit, dans notre pipe-line tel que décrit par M. Bailey.

Ce prix augmenterait en fonction des variations du prix canadien à l'exportation. En d'autres termes, il suivrait l'évolution du prix à la frontière.

Ces dispositions protègent le producteur dans le cas où les coûts du projet, une fois déduits du prix à la frontière, seraient supérieurs au montant de \$1. Ainsi, le producteur se voit garantir un prix minimal en deça duquel ne peut tomber le prix des ventes.

Par la suite, nous calculerons les coûts du projet et les taux de rendement et nous partagerons les recettes après paiement des coûts du projet et versement du rendement minimal auquel peuvent s'attendre les producteurs compte tenu des sommes disponibles calculées en fonction des coûts du projet et des augmentations du prix de l'énergie.

Le sénateur Balfour: L'obtention de ce prix est-elle liée à des clauses de réception ou de paiements garantis?

M. Andras: Non.

La réponse est donnée dans le dernier point de la description de l'accord que nous avons conclu. Nous avons accepté de financer l'exploitation du gisement Drake; les parrains du Projet pilote de l'Arctique avanceront aux producteurs les fonds nécessaires à la mise en place des installations de production à Drake Point.

Au lieu d'imposer des clauses de réception ou de paiements garantis, nous avons convenu que le remboursement de ces fonds, à même les recettes tirées de la vente du gaz, serait suspendu dans le cas où le Projet n'achèterait pas le gaz des producteurs. En d'autres termes, leurs obligations de remboursement des coûts de mise en valeur seraient suspendues dans le cas où nous ne prendrions pas de gaz.

Du même coup, si nous n'achetions pas suffisamment de gaz pour permettre aux producteurs de couvrir leurs coûts d'exploitation et de poursuivre leurs opérations, nous fournirions les fonds nécessaires pour payer ces coûts de fonctionnement pendant ces périodes, et ces sommes seraient remboursées

[Text]

The pricing agreement that we have with producers is a rather complex one, but it is one that we developed in negotiation with producers and in accordance with our objective of passing considerable benefits of this project upstream to encourage ongoing exploration in the Arctic while sharing risk.

This next slide shows a representative set of costs and prices in 1991 based on our corporate forecasts of what the project economics will look like.

We are using a conservative estimate of the escalation in energy price for purposes of this analysis. We are anticipating 7 per cent long-term inflation and 2 per cent real growth—which we believe to be very modest in terms of recent history and what is likely to happen.

Based on those rates of escalation, we anticipate a natural gas price of \$12.41 per million Btu's in 1991, which is the first year during which we share revenues with producers. That would equate to something over \$6 in today's terms. So, there is not a great deal of real growth in that price.

We would pay the producers a minimum of \$1.64 in 1991, which is the base year dollar escalated by the rate of change in the border price. If project costs allow us to deduct the transportation charges from the Arctic and realize a 17½ per cent rate of return on our equity in the project at 25 per cent from the border price, we would split that residual 50/50 with the producers; or if our costs are sufficiently low and the border price is sufficiently high to allow us to guarantee ourselves a 25 per cent rate of return on our equity in the project and share with the producers, we would split that amount 75/25.

Senator Balfour: That would be 75 per cent to whom?

Mr. Andras: It would be 75 per cent to the producers, 25 per cent to us.

The green area represents the netback that would potentially be realized by the producer in a given year of revenue sharing. The producer would in fact obtain the highest netback price under the three possible price tests. It is what might be called a "stepped" situation. At the minimum, the producer would receive \$1.64 in this example. If possible, he will receive, according to cost and price circumstances, one of these revenue-sharing options, and in fact, based on our economic assumptions, the project, throughout its life, would operate on this 25 per cent revenue-sharing test, which would provide the producer in this example with \$2.64 per million Btu's.

The capital costs of the Arctic Pilot Project, as I have mentioned, have been re-estimated to mid-1981 as the basis for our filing with the National Energy Board. Contingencies have been included, and the capital costs have been escalated according to our long-term economic forecast.

[Traduction]

«dans la mesure du possible» à même les recettes provenant du gaz.

L'accord que nous avons conclu avec les producteurs quant à la fixation des prix est plutôt complexe, mais il a été élaboré en consultation avec les producteurs et en conformité de notre objectif de transférer une large part des bénéfices de ce projet aux participants en amont afin d'encourager l'exploration permanente dans l'Arctique, tout en partageant les risques.

La prochaine diapositive illustre une série représentative de coûts et de prix pour 1991 fondés sur les prévisions établies par notre société quant aux futurs facteurs économiques du projet.

Nous avons utilisé, aux fins de cette analyse, des prévisions conservatrices de l'augmentation des prix de l'énergie. A long terme, nous prévoyons un taux d'inflation de 7 p. 100 et une croissance réelle de 2 p. 100, qui, croyons-nous, est une prévision très modeste étant donné la conjoncture récente et les prévisions.

Étant donné ces taux d'actualisation, nous prévoyons un prix du gaz naturel de \$12.41 le million de Btu en 1991, première année pendant laquelle nous partagerons les recettes avec les producteurs. Cela équivaudrait à un peu plus de \$6 en valeur courante. Les prix n'augmenteront donc pas beaucoup en termes réels.

Nous verserions aux producteurs un minimum de \$1.64 en 1991, valeur de base du dollar, majoré en fonction de l'augmentation du prix à la frontière. Si les coûts du projet nous permettent de déduire les frais de transport de l'Arctique et de réaliser un taux de rendement de 17½ p. 100 sur notre investissement dans le projet de 25c. inférieur au prix à la frontière, nous diviserions le reste à part égale avec les producteurs. Si par contre nos coûts sont suffisamment bas et que le prix à la frontière est assez élevé pour que nous puissions nous assurer un taux de rendement de 25 p. 100 sur notre investissement dans le projet, y compris la part des producteurs, nous partagerions à 75 p. 100 contre 25 p. 100.

Le sénateur Balfour: Qui aurait 75 p. 100?

M. Andras: Les producteurs auraient 75 p. 100, et nous aurions 25 p. 100.

La zone verte représente le rendement net que pourrait réaliser le producteur au cours d'une année de partage des revenus. En fait, le producteur recevrait le prix net le plus élevé en vertu des trois scénarios de fixation des prix. C'est ce que nous pourrions appeler un barème «échelonné». Dans cet exemple, le producteur recevrait un minimum de \$1.64. Si possible, il bénéficierait, sous réserve de la conjoncture des coûts et des prix, d'une de ces options de partage des revenus et en fait, étant donné nos prévisions économiques, pendant toute la durée du projet, on utiliserait ce test de partage des revenus à 25 p. 100 qui fournirait au producteur, dans cet exemple, \$2.64 le million du Btu.

Les coûts en investissement du Projet pilote de l'Arctique, comme je l'ai déjà mentionné, ont été réévalués jusqu'à la mi 1981 en vue du dépôt de notre requête auprès de l'Office national de l'énergie. Les réserves pour éventualités ont été incluses et les coûts en investissement ont été majorés en fonction de nos prévisions économiques à long terme.

[Text]

The base year capital costs of the Arctic Pilot Project itself, which is defined to include the Melville Island Pipeline, the plant and port facilities at Bridport and the two LNG carriers, plus project administration and research and development, are estimated at about \$1.3 billion in mid-1980 dollars. Escalated, that represents an expenditure of about \$1.8 billion as spent.

The Chairman: Could you give the details of that, please?

Mr. Andras: I certainly can. In 1980 dollars, the cost of the Melville Island Pipeline would be \$131 million; or, escalated to year of expenditure, \$162 million. The cost of the Bridport LNG facilities is estimated in 1980 dollars as \$608 million, or \$831 million as spent; the two LNG carriers are estimated to cost \$530 million in 1980 dollars, or \$758 million as spent; project administration and R&D are estimated in base year dollars at \$56 millions, or \$73 million as spent.

The totals for the Arctic Pilot Project facilities, narrowly defined, are \$1.325 billion in 1980 dollars, or \$1.824 billion to year of expenditure.

There are two associated facilities, at the northern and southern ends of the project. The production facilities at Drake Point are estimated, in 1980 dollars, to cost \$158 million—or, in dollars escalated to year of expenditure, \$257 million. The southern terminal is estimated to cost \$166 million in base year dollars, or \$217 million as spent.

The grand totals, then, in base year dollars are \$1.6 billion for all of the project facilities, or \$2.298 billion as constructed when all of the project facilities and associated capital costs are taken into account.

The Chairman: That would not include the exploration expenditures by Panarctic at Drake Point?

Mr. Andras: No, it would not. Those are development expenditures from this time forward.

Just to summarize, then, and restricting ourselves to the Arctic Pilot Project itself, the base cost is \$1.3 billion; the "as built" cost of the project is \$1.8 billion. When funds used during construction are taken into account, and under a given set of financing assumptions, the in-service cost of the facility which we will be depreciating against revenue is estimated to be about \$2.4 billion total.

The operating costs of the Arctic Pilot Project are similarly broken-out into base costs associated with the project narrowly defined and the additional facilities required at either end.

Would you like me to read the details, Mr. Chairman?

The Chairman: If you would, please.

Mr. Andras: The total operating cost of the Arctic Pilot Project itself, in base year dollars, is \$78 million, which is

[Traduction]

Les coûts en investissement, en dollars de l'année de base, du Projet pilote de l'Arctique même, qui de par sa définition inclut le pipe-line de l'île Melville, l'usine et les installations portuaires de Bridport ainsi que les deux méthaniers, les frais d'administration, et les dépenses de recherche et de développement, sont évalués à environ \$1,3 milliard en dollars de la mi-1980. En dollars majorés, cela représente une dépense d'environ \$1,8 milliard.

Le président: Pourriez-vous nous donner des détails s'il vous plaît?

M. Andras: Certainement. Le pipe-line de l'île Melville coûtera \$131 millions en dollars de 1980 ou, en dollars majorés à la valeur courante de l'année où est effectuée la dépense, \$162 millions; les installations de gaz naturel liquéfié de Bridport, environ \$608 millions en dollars de 1980 ou \$831 million en dollars courants; les deux méthaniers, \$530 millions en dollars de 1980 ou \$758 millions en dollars majorés. L'administration du projet et la R&D sont évaluées à \$56 millions en dollars de l'année de base ou à \$73 millions à la valeur courante de l'année où est effectuée la dépense.

Le total pour les installations du Projet pilote de l'Arctique, étroitement défini, atteint \$1,325 milliard en dollars de 1980, ou \$1,824 milliard en dollars majorés.

Deux séries d'installations se dressent aux extrémités nord et sud du projet. Les installations de production à Drake Point sont évaluées à \$158 millions en dollars de 1980, ou à \$257 millions en dollars majorés. Le terminal méridional est évalué à \$166 millions en dollars de l'année de base ou à \$217 millions en dollars majorés.

Le total général en dollars de l'année de base est donc de \$1,6 milliard pour l'ensemble des installations du projet, ou \$2,298 milliards en dollars majorés lorsque toutes les installations du projet seront en place et qu'on aura tenu compte de tous les coûts en immobilisation connexes.

Le président: Cela ne comprend pas les dépenses d'exploration effectuées par Panarctic à Drake Point?

M. Andras: Non. Il s'agit là de dépenses d'exploitations futures.

Permettez-moi de résumer pour ce qui est du Projet pilote de l'Arctique seulement: le coût de base est de \$1,3 milliard; le coût du projet «tel que construit» atteint \$1,8 milliard. Lorsque les fonds utilisés durant la construction entre en ligne de compte, et étant donné une série donnée de prévisions financières, le coût de fonctionnement des installations, que nous amortirons contre les revenus, est évalué à \$2,4 milliards au total.

Les coûts d'exploitation du Projet pilote de l'Arctique peuvent aussi être ventilés en coûts de base du projet, étroitement défini, et en coûts des installations supplémentaires requises à l'une ou l'autre extrémité du projet.

Voulez-vous que je vous lise les détails, monsieur le président?

Le président: Oui, si vous le voulez bien.

M. Andras: Le total des coûts d'exploitation du Projet pilote de l'Arctique lui-même, en dollars de l'année de base, est de

[Text]

comprised of \$2 million for the pipeline, \$25 million for the plant at Bridport, \$41 million for the ships, and \$10 million for administration and R&D. The total operating costs through associated facilities total \$16 million—\$12 million for the Drake Point producing facilities and \$4 million per year for the southern terminal.

The grand total is \$94 million per year in 1980 base dollars for the project and associated facilities.

On the basis, the rate of return on the project, assuming a stand-alone venture and a project that is 100 per cent equity financed, is 15.7 per cent. That is an internal rate of return on discounted cash flow.

The question arises whether or not that is an adequate or a good rate of return. It is certainly consistent with the rates of return that are conventionally used for transportation ventures in the oil industry. I would also say that it is important to recall that it is an arbitrary rate of return in that it does not just fall out of the market situation but was really adjusted in our negotiations with producers and is based upon our objective of moving as much of the revenues from this project upstream to the producers as we believe we could equitably do.

For a currently taxable company—and we anticipate that certainly not all the sponsors of this project will be in that situation over the construction period—the rate of return on the project would increase to 17.2 per cent.

In a financed case—and here we are showing a considerable degree of debt, this being a 75 per cent debt financed project—obviously the leverage rates of return on equity increase considerably. On a stand-alone basis, the rate of return on the project is about 29 per cent, and for a currently taxable company, the rate of return increases to about 41 per cent—which we would argue is in no way inconsistent with the risks that sponsors assuming the obligations of this project would look for.

It is encouraging to us that the project has become a commercially viable venture, albeit through the increase in energy prices in the North American market. But we would argue that the project now stands on its own rather strongly from a commercial point of view, notwithstanding the fact that it is a pilot project and that we look for important benefits beyond the commercial ones.

We have looked at the risks of the project. This rather complicated slide is based on a modelling technique known as "Monte Carlo Simulation."

Without going into too much detail, for those of you who are not familiar with this technique, essentially the important economic assumptions that one makes in assessing a project are based upon our guesses as to how likely it is that they are to occur—how likely is it that a major capital cost overrun will occur in this project? How likely is it, for example, that we have significantly overestimated or underestimated the prices that the project will realize?

[Traduction]

\$78 millions, qui se compose de \$2 millions pour le pipe-line, \$25 millions pour l'usine de Bridport, \$41 millions pour les méthaniers, et \$10 millions consacrés au frais d'administration et à la R & D. Le coût total d'exploitation des installations connexes se chiffre à \$16 millions: \$12 millions pour les installations de production de Drake Point et \$4 millions par année pour le terminal méridional.

Le total général est de \$94 millions par année en dollars de 1980 pour le projet et les installations connexes.

Ceci étant dit, et compte tenu du fait que le projet est entrepris indépendamment et qu'il est financé en totalité par des actions ordinaires, le taux de rendement du projet se chiffre à 15.7 p. 100. Il s'agit d'un taux interne de rendement sur la valeur actualisée.

La question est de savoir si cela constitue un taux de rendement normal ou suffisant. Ce taux est certainement compatible avec les taux de rendement qui ont cours pour les opérations de transport dans l'industrie pétrolière. J'ajouterais qu'il est important de ne pas oublier qu'il s'agit d'un taux de rendement arbitraire étant donné qu'il ne découle pas simplement de la situation du marché, mais qu'il a été fixé au cours de nos négociations avec les producteurs compte tenu de notre objectif visant à assurer équitablement le plus de bénéfices possibles aux producteurs.

Quant aux entreprises assujetties à l'impôt courant—et nous ne croyons certainement pas que tous ceux qui participent à ce projet seront dans cette situation au cours de la période de construction—le taux de rendement augmentera à 17.2 p. 100.

En ce qui concerne le financement—et il s'agit ici de montants considérables d'emprunts, ce projet étant financé à 75 p. 100 par l'émission d'obligations—il est évident que le taux de rendement sur les mises de fonds augmentera considérablement. A lui seul, ce taux est d'environ 29 p. 100 et, pour une entreprise assujettie à l'impôt courant, il s'élève à environ 41 p. 100—ce qui selon nous est tout à fait compatible avec les risques qu'assument les responsables du projet.

Il est encourageant pour nous que ce projet soit devenu une entreprise rentable, même si cela est dû à l'augmentation du prix de l'énergie sur le marché nord-américain. Nous sommes d'avis que le projet est maintenant tout à fait viable du point de vue commercial, en dépit du fait qu'il s'agit d'un projet pilote et nous espérons en retirer des bénéfices supérieurs au taux de rentabilité commerciale.

Nous avons étudié les risques que ce projet comporte. Cette diapositive plutôt compliquée est basée sur le modèle technique connu sous le nom de «Simulation Monte-Carlo».

Sans trop entrer dans les détails, pour ceux d'entre vous qui ne connaissent pas très bien cette technique, les hypothèses économiques essentielles que l'on peut faire en évaluant un projet, sont fondées sur la probabilité qu'elles peuvent se produire. Quelle est la probabilité que les coûts d'immobilisation soient dépassés? Quelle est la probabilité, par exemple, que nous ayons surestimé ou sous-estimé de façon appréciable les coûts du projet?

[Text]

Those variables are selected in our model according to the likelihood with which we think they will occur, and then the project economics are run a very large number of times to establish a range of possible outcomes given different economic circumstances that may occur in the future.

Over a very wide range of possible outcomes, the mean value of the rate of return for this project, on a cash-flow basis, turns out to be 16 per cent, assuming a stand-alone company 100 per cent equity financed, which is very close to our base case value.

But what is important, I think, is the shape of this line, which is very vertical. What this simulation tells us, essentially, is that because of the size of the project and its extent in time, major shifts or misestimates in our economic assumptions tend to wash out. We can absorb a fairly large degree of capital cost overrun; prices can be significantly below what we have anticipated.

The vertical scale is the cumulative probability of an occurrence. It says that there is no chance, according to this simulation, that we will be making less than about a 13 per cent discounted cash flow rate of return—and that we read from the horizontal scale. It says that if all of the variables turn out in our favour, we would not expect to make more than about a 21 per cent stand-alone Dcf rate of return on this project.

In other words, it is large enough and long enough that we can have all of our estimates substantially wrong and still realize project economics as represented by this curve which shows a rate of return within a fairly narrow range.

In a debt case, we are obviously operating from a smaller equity base and the outcomes vary more widely; but, again, we would not anticipate making less than about a 22 per cent rate of return, assuming 25 per cent equity in the project on a similar model and basis. If everything were to go our way, we would anticipate a rate of return in the order of 40 per cent, and a number of outcomes are possible across that range.

Those are the economics of the project as we perceive them at the moment. We are quite encouraged that the project is both commercially viable and that the risks of the project fall within acceptable limits.

One of the important features of the sales agreement that we have negotiated is the provision of some credit support by the buyer.

I should say that the financing of the project is probably, beyond the regulatory process, the major issue that remains to be addressed. We were successful in obtaining some assistance from the American customer. We have called this term of our sales agreement "revenue assistance."

We are required to deliver a cargo of LNG from the Arctic and to complete all of the facilities that we have agreed to complete.

From that time forward, subject to certain ongoing performance tests, the buyer has agreed to provide the project with the cash necessary to continue operations. That essentially covers

[Traduction]

Ces variables sont choisies dans notre modèle selon la probabilité que nous envisageons, puis nous calculons de très nombreuses fois, les données économiques afin de prévoir différents résultats suivant différentes conjonctures qui peuvent se produire.

Compte tenu d'une gamme très étendue de résultats possibles, la valeur moyenne du taux de rendement de ce projet, est de 16 p. 100, en présupposant qu'il s'agit d'une entreprise autonome financée à 100 p. 100 par l'émission d'actions, ce qui est à peu près notre cas.

Mais ce qui est important à mon avis, c'est la direction de cette ligne, qui est très verticale. Ce que cette simulation nous dit essentiellement c'est qu'étant donné la dimension du projet et sa durée, des changements importants ou une fausse estimation de nos hypothèses sur le plan économique auraient tendance à l'annuler. Nous pouvons absorber des excédents assez importants en coûts d'immobilisation; mais les coûts peuvent être bien inférieurs à ce que nous avions prévu.

La ligne verticale est la probabilité cumulative d'un événement. Elle indique qu'il n'y a aucune possibilité, selon cette simulation, de réaliser moins de 13 p. 100 environ de bénéfices sur la valeur actualisée—c'est ce qu'indique la ligne horizontale. Elle montre que si toutes les variables sont en notre faveur, nous ne pouvons nous attendre à un taux de rendement supérieur à 21 p. 100, sur la valeur actualisée.

En d'autres termes, ce projet est si important et durera si longtemps qu'il est possible que toutes nos prévisions soient en grande partie faussées et que notre marge de rendement, comme l'indique cette courbe, soit assez étroite.

Dans le cas d'un entreprise financée par l'émission d'obligations, il est évident que la mise de fonds est moins importante et les résultats varieront davantage; mais, encore un fois, nous ne prévoyons pas un taux de rendement inférieur à 22 p. 100, en présupposant une mise de fonds de 25 p. 100 dans un projet semblable. Si tout se déroule comme prévu, nous pourrions espérer un taux de rendement de l'ordre de 40 p. 100, et un certain nombre de résultats possible dans cette marge.

Voilà les données économiques de ce projet tel que nous les percevons en ce moment. Nous sommes très encouragés du fait que la rentabilité du projet et les risques qu'il comporte sont acceptables.

Une des conditions importantes de l'accord de vente que nous avons négocié a trait à un certain appui financier de la part de l'acheteur.

Je dirais que le financement du projet est probablement, le principal problème qui reste à résoudre, mis à part le processus de réglementation. Nous avons réussi à obtenir de l'aide de notre client américain. Nous y faisons allusion dans notre accord de vente comme étant un «fonds d'assistance».

Nous devons livrer une cargaison de GNL de l'Arctique et terminer toutes les installations que nous nous sommes engagés à construire.

A partir de ce moment-là et sous réserve de certains essais courants de rendement, l'acheteur a accepté d'avancer les fonds nécessaires pour poursuivre l'exploitation. Ces fonds

[Text]

depreciation of the project facilities, operation costs for the facilities that I have described, and the cost of the gas itself.

That coverage continues for ten years, subject to our meeting performance tests—which we feel are easily within manageable limits of the project under the worst cases that we can foresee.

We are required to repay that revenue assistance, buy only under circumstances where we are fully operational and realizing a positive return to the project.

That provision in the contract is subject to approval by U.S. regulatory authorities. We have had advice from U.S. regulatory experts, as have the buyers, and we are mutually of the opinion that such a provision in a sales agreement is entirely reasonable and should be viewed sympathetically by U.S. regulatory bodies. But obviously we will have to undergo those hearing processes before that is all established.

To give you some idea of what that revenue assistance provision means—and we are careful to do this, because we do not mean to imply that in fact we will have to obtain a premium price for this LNG—the project costs to be covered in a typical year through this provision are in the neighbourhood of \$450 million. To the extent that we are delivering natural gas and realizing sales revenues, we are reducing the liability that the buyer has to cover in terms of our cash requirements.

At the energy prices that we anticipate, if we deliver 76 per cent of the volumes that we have contracted for in the first year of operation, the project cash requirements would be fully covered and there would be no revenue assistance obligation on the part of the buyer—and we are confident that we can deliver those volumes and that this revenue assistance situation will not arise.

As natural gas prices increase over time, the project cash requirements are relatively constant, and we can cover those project cash requirements through the delivery of a smaller and smaller volume. By 1995, we would have to be delivering only about 37 per cent of our contract volumes to be covering the project cash requirements that otherwise would be provided for by the buyer.

We are confident that this situation will not come into effect, but we do believe that it provides us with assistance in financing the project in that it provides comfort to both the equity investors and the lenders who will be the backers of this project.

That concludes my talk on the project economics. I will be pleased at this point to answer any questions that honourable senators may have.

The Chairman: Thank you, Mr. Andras.

Senator Yuzyk, please.

Senator Yuzyk: I have a question with respect to liquefied natural gas and the facilities that would be necessary to provide this gas to buyers, whether in Canada or the United States, or even eventually in Europe.

[Traduction]

couvrent essentiellement la dépréciation des installations du projet, les coûts d'exploitation des installations que j'ai décrites et le coût du gaz même.

Cette disposition s'applique pendant dix ans, si nos essais de rendement sont satisfaisants, ce que nous croyons pouvoir réussir même dans les pires conditions.

Nous devons rembourser ce fonds d'assistance, mais seulement lorsque nous serons tout à fait opérationnels et que nous réaliserons un taux de rendement positif.

Cette disposition du contrat est sujette à l'approbation des autorités de réglementation des États-Unis. Nous avons obtenu l'avis de spécialistes américains en la matière, les acheteurs ont fait de même, et nous sommes mutuellement d'avis qu'une telle disposition dans un accord de vente est très raisonnable et devrait être vue d'un bon œil par les organismes de réglementation américains. Mais nous devons évidemment passer par le processus des audiences avant que tout ceci soit approuvé.

Pour vous donner une idée de ce que cette disposition concernant le fonds d'assistance signifie—et nous sommes prudents ici parce que nous ne voulons pas laisser entendre qu'en fait nous obtiendrions un prix spécial pour ce GNL—les coûts du projet qui seront financés dans une année typique, en vertu de cette disposition, sont de l'ordre de \$450 millions. Dans la mesure où nous livrons le gaz naturel et que nous réalisons des bénéfices, nous réduisons le montant que l'acheteur doit avancer.

Selon le prix de l'énergie que nous avons prévu, si nous livrons 76 p. 100 du volume auquel nous nous sommes engagés par contrat au cours de la première année d'exploitation, nous recouvrerons entièrement les montants requis et l'acheteur ne sera plus obligé de nous venir en aide. Nous sommes certains de pouvoir livrer ce volume de gaz naturel et qu'il ne sera pas nécessaire d'avoir recours à ce fonds d'assistance.

Étant donné que le prix du gaz naturel augmente, le montant d'argent liquide nécessaire au projet demeure relativement stable, et nous pouvons le couvrir par des livraisons de moins en moins importantes. D'ici 1995, il nous faudra livrer seulement environ 37 p. 100 du volume stipulé dans notre contrat pour couvrir le montant d'argent liquide nécessaire au projet, qui autrement aurait dû être fourni par l'acheteur.

Nous sommes confiants que cette situation ne se produira pas, mais nous sommes d'avis que cette disposition relative au fonds d'assistance au projet assure une certaine sécurité à la fois aux actionnaires et aux prêteurs qui endosseront ce projet.

Cela met fin à mon exposé sur l'aspect économique du projet. Je serais maintenant heureux de répondre à toute question que les honorables sénateurs aimeraient poser.

Le président: Merci, monsieur Andras.

Sénateur Yuzyk, s'il vous plaît.

Le sénateur Yuzyk: J'ai une question concernant le gaz naturel liquéfié et les installations qui seraient nécessaires pour fournir ce gaz aux acheteurs, que ce soit au Canada ou aux États-Unis, ou même éventuellement en Europe.

[Text]

Is liquid natural gas more expensive than the natural gas that would be coming in from Alberta, and elsewhere?

Mr. Andras: From a straight delivery and processing point of view, it is.

Mr. Wolcott: The basic reason for that, of course, is that delivery system for delivery from Alberta are in place and are what one might consider mature systems. In other words, they are depreciated.

The cost of transportation from Alberta is minimal. It might be interesting to draw a bit of a comparison here for you.

When the TransCanada system was first built, the cost of transporting to Toronto was on the order of \$0.45 to \$0.50 per mcf. The producer in Alberta at that time received \$0.10 out of those total costs. Today, we still have the costs on the order of \$0.50 or \$0.60 from Alberta, but of course the escalation in price has gone back to the producer.

Our project, with a price of \$6 for the gas, and providing \$1 to the producer, is in the same relative area. It is a new project that we are dealing with, and our costs will be higher. As time goes on, our costs, too, will depreciate, enabling us to increment on to the project. For example, when the gas becomes \$25 per mcf, our cost would still total somewhere in the order of \$7.

When you build a new facility, there is a good deal of difficulty in obtaining economics. That has been true of new project that I have ever been connected with.

Senator Yuzyk: The purchasers of LNG, for their own utilization, would have to build new facilities in order to be able to utilize this gas; is that not correct?

Mr. Wolcott: In the way that we have connected it to the Canadian system, they would not. We have connected it to the TCPL system, and by displacement or trade, the purchasers are able to take it out at various points. So, their cost would be nominal. In fact, in some cases there would be no cost to the purchaser.

Senator Yuzyk: What about storage? I would imagine that LNG would lend itself to storage for quite a considerable time. It would not require large facilities to maintain that storage.

Mr. Wolcott: Montreal already has a small LNG facility that is used for peak shaving. Our system of storage could have some potential use for peak shaving.

The storage is 1/600th of the size required to store gas at normal pressure and temperature. That is why we can put it into a ship. But there are costs associated with LNG that are not associated with a pipeline. We therefore feel that the shipping eventually must get down to a cost that makes it competitive with a pipeline. We think in time that that will happen.

One of the pipeline engineers in our company gave the cost of shipping oil from Cook Inlet to Japan by ship as being of the order of \$0.60 or \$0.70 per barrel. Comparing that to the pipeline in northern Alaska, the tariff on the pipeline is \$6 per barrel.

[Traduction]

Le gaz naturel liquéfié coûte-t-il plus cher que le gaz naturel qui vient de l'Alberta et d'ailleurs?

M. Andras: Oui, du seul point de vue de la livraison et de l'exploitation.

M. Wolcott: La raison fondamentale est évidemment que le système de livraison pour le gaz naturel provenant de l'Alberta est déjà en place et que l'on peut considérer qu'il s'agit d'un système déjà mieux. En d'autres termes, il est amorti.

Le coût du transport de l'Alberta est minime. Il serait peut-être intéressant de faire une petite comparaison ici.

Lorsque le système transcanadien a été construit, le coût du transport jusqu'à Toronto était de l'ordre de \$0.45 à \$0.50 par millier de pi³. Le producteur de l'Alberta recevait à ce moment-là \$0.10 du coût total. Aujourd'hui, nos coûts sont de l'ordre de \$0.50 ou \$0.60 à partir de l'Alberta, mais évidemment l'escalade des prix s'est répercutée sur le producteur.

Notre projet qui prévoit un prix de \$6 pour le gaz naturel, dont \$1 pour le producteur, se situe à peu près dans cet ordre. Il s'agit d'un nouveau projet et nos coûts seront plus élevés. A mesure que le temps passe, nos coûts diminueront aussi, nous permettant d'accroître le projet. Ainsi, lorsque le prix du gaz naturel sera de \$25 par millier de pi³ nos coûts seront à peu près de \$7.

Lorsque l'on construit une nouvelle entreprise, il est assez difficile d'obtenir du financement. Ceci s'est produit pour tous les nouveaux projets auxquels j'ai participé.

Le sénateur Yuzyk: Les acheteurs de GNL pour leur propre utilisation, devront construire de nouvelles installations afin de pouvoir utiliser ce gaz, n'est-ce pas?

M. Wolcott: Non, en raison de la façon dont nous l'avons relié au système canadien. Nous l'avons relié au PLTC et en se déplaçant ou par des transactions commerciales, les acheteurs peuvent l'obtenir en divers endroits. Donc, leurs coûts seront insignifiants. En fait, dans certains cas, il n'en coûtera rien à l'acheteur.

Le sénateur Yuzyk: Et l'entreposage? J'imagine qu'il sera possible d'entreposer le GNL assez longtemps. Il ne faudra pas non plus de grosses installations pour cela.

M. Wolcott: Montréal a déjà de petites installations pour le GNL, qui sont utilisées pour les périodes de pointe. Notre système d'entreposage pourrait aussi être utilisé pour les périodes de pointe.

L'entreposage requiert 1/600^e de l'espace requis pour entreposer le gaz naturel à une pression et à une température normales. C'est pourquoi nous pouvons le transporter par bateau. Mais il y a des coûts relatifs au GNL qui ne sont pas liés au pipe-line. Nous sommes donc d'avis qu'il faudra éventuellement réduire le coût du transport pour qu'il puisse concurrencer celui du pipe-line. Nous espérons y arriver avec le temps.

Un des ingénieurs du pipe-line de notre société nous a dit que le coût de transport du pétrole de Cook Inlet jusqu'au Japon par bateau, était de \$0.60 à \$0.70 le baril. Si l'on compare ce coût à celui du pipe-line du Nord de l'Alaska, le tarif par pipe-line est de \$6 le baril.

[Text]

So, shipping is a very low-cost mode. There are other costs, however, that have to be offset as a result of the requirement to liquefy the gas.

Senator Yuzyk: When you make your agreements with buyers, do you provide the facilities for the utilization of LNG, or is the buyer responsible for the facilities?

Mr. Wolcott: We are providing the LNG into the southern terminal and gasifying it there—turning it back into gas. From there it goes into the system, and it is taken out of the system by the buyer as gas.

Senator Yuzyk: Those are all of my questions.

The Chairman: Senator Balfour.

Senator Balfour: What does it cost per mcf to liquefy and then gasify?

Mr. Wolcott: I cannot give you any figure for that off the top of my head. I do have a ballpark number for the total amount of consumption of energy. In our project, we are looking at a gas requirement of 15 or 16 per cent for liquefying the gas, powering our ships, and regasification of the gas, whereas a fully-loaded pipeline would be of the order of 7 or 8 per cent.

There is some technology in existence to recover some of the loss from the cold. Today, we probably could recover 2 per cent of that, putting us down in the range of a 13 per cent loss, versus the loss on a pipeline of 7 or 8 per cent.

Senator Balfour: I got the impression that, to some extent at least, the project will be financed by means of a trade-off of gas surplus in western Canada against gas which you will bring into the energy-short area of eastern Canada.

Is that a correct impression?

Mr. Wolcott: That is correct. We stated to our buyers that while there may be some risks involved in the new technology, we would cover that risk if they were to agree to revenue assistance by providing some overland gas.

Perhaps we are not going to export any gas from Canada, but if we do, certainly a good use for it would be to obtain the revenue assistance required to go forward with a project like this.

Senator Balfour: And that number was 225 mcf per day for 15 years?

Mr. Wolcott: Yes.

Senator Balfour: Can you give me, in ballpark terms, the proportion of the total project cost that would be financed by this means, assuming you got the export permit, and so on?

Mr. Wolcott: What you are asking, senator, is what can we finance based on our revenue assistance arrangement. We do not have a good answer for you on that as yet. We have not

[Traduction]

Donc, le transport maritime est bon marché. Il y a d'autres coûts cependant qu'il faudra recouvrer en raison de la nécessité de liquéfier le gaz.

Le sénateur Yuzyk: Lorsque vous signez un accord avec des acheteurs, fournissez-vous les installations pour l'utilisation du GNL, ou l'acheteur est-il responsable de ces installations?

M. Wolcott: Nous fournissons le GNL dans le terminal sud et procédons à la gazéification à cet endroit—le retransformant en gaz. À partir de cet endroit il passe dans le système, et c'est l'acheteur qui le retire du système sous forme de gaz naturel.

Le sénateur Yuzyk: Voilà toutes les questions que j'avais à poser.

Le président: Sénateur Balfour.

Le sénateur Balfour: Combien en coûte-t-il par millier de pi³ pour liquéfier en suite gazéifier?

M. Wolcott: Je ne peux vous citer aucun chiffre de mémoire. Par contre, je peut donner le chiffre approximatif du montant total de la consommation énergétique. En ce qui concerne notre projet, il nous faudrait de 15 à 16c. pour liquéfier le gaz, propulser les navires, ainsi que pour les opérations de regazéification alors qu'un gazoduc complet ne coûterait que 7 à 8c.

Il existe, à l'heure actuelle, certains moyens techniques pour récupérer les pertes provenant des opérations de refroidissement. À l'heure actuelle, on pourrait récupérer vraisemblablement 2 p. 100, ce qui veut dire que la perte serait de l'ordre de 13 p. 100 par comparaison à la perte de 7 ou 8 p. 100 si on utilise un gazoduc.

Le sénateur Balfour: J'ai eu l'impression que, au moins dans une certaine mesure, le projet sera financé en échangeant l'excédent de gaz de l'Ouest du Canada contre du gaz qui sera acheminé dans les régions qui en manquent de l'Est du Canada.

Est-ce exact?

M. Wolcott: Oui. Nous avons dit à nos acheteurs que même si la nouvelle technologie comporte certains risques, nous prendrions les risques à notre charge, s'ils acceptaient de nous aider dans nos recettes en nous faisant parvenir une certaine quantité de gaz par voie de surface.

Peut-être n'allons-nous pas exporter de gaz, mais dans le cas contraire, la chose à faire serait d'obtenir une aide financière sous forme de revenus, qui permettraient d'aller de l'avant avec un projet comme celui-ci.

Le sénateur Balfour: Et les 225 millions de pieds cubes par jour pendant 15 ans?

M. Wolcott: Oui.

Le sénateur Balfour: Pouvez-vous me donner, en gros, la part de l'ensemble des coûts afférents au projet qui seraient financés de cette façon, si nous tenons pour acquis que vous obtiendrez une licence d'exportation, etc.?

M. Wolcott: Ce que nous demandons, sénateur, c'est ce que nous pouvons financer compte tenu de l'accord sur l'aide aux revenus. Nous ne pouvons être plus précis que cela pour

[Text]

been working that hard on the financing side as yet. We need to get through the National Energy Board hearings and come out of those hearings with the licence that we are asking for and then determine whether the U.S. regulatory authorities accept this revenue assistance agreement or whether they will want to tamper with it.

But a rough guess would be that, with the revenue assistance agreement, we could arrange for 50 or 60 per cent of the debt. The rest would have to come from signing the bottom line, or other arrangements.

If I may, Mr. Chairman, I would like to add a couple of things about this project.

We are a total Canadian group, and we feel that is important. A transportation system from the Arctic, in our opinion, should be Canadian. We have had a lot of interest expressed on the part of others in joining the project, and to date we have resisted that.

We started this project in the summer of 1976 and have been working at it since that time. After the hearings in July, we estimate that we will have spent somewhere in the order of \$35 million to \$40 million on this project.

Projects like this, as you all are aware, are delicate. They can be easily destroyed. If, for example, one of the U.S. regulators gets uptight, that could end the project.

This particular project has another facet. Politically, one normally takes as a given the technical portion of the project. In this particular project, I do not think the technology can be taken as a given. We are in the process of trying to develop it so that in the future we can take it as a given.

The gas that we are connecting in the Arctic, which would be the entire 17 trillion that was spoken of earlier, has never been counted in the Canadian supply, because there is no method of bringing it into the Canadian market. We think that is important. Although we are exporting some gas, we are tying far more into the Canadian system than we are exporting.

The Chairman: Senator Adams.

Senator Adams: People living in the Arctic are paying over \$2 a gallon for fuel oil. Has thought been given to some of this gas from the Arctic Islands being made available to the people living in the Arctic?

Mr. Wolcott: That is a very good question, senator. During the course of the hearings in the north we were asked what was in this project for the people living in the Arctic.

What is actually in it for them is the fact that we see down the road the possibility of perhaps being able to tap into reserves such as Whitefish and being able to put a small refinery there for the purpose of supplying gas right in the Arctic.

[Traduction]

l'instant. Nous n'avons pas encore étudié en long et en large les modalités de financement. Il faut qu'après notre comparution aux auditions publiques de l'Office national de l'énergie, nous obtenions la licence d'exportation que nous demandons, et ensuite nous établirions si les organismes de réglementation américains accepteraient l'accord d'aide aux revenus ou s'ils essaieraient de le modifier.

Mais sans préjuger de ce qui va se poser en ce qui concerne l'accord d'aide aux revenus, nous pourrions obtenir 50 ou 60 p. 100 des fonds nécessaires. Le reste, il faudrait que nous l'obtenions par des emprunts ou en passant d'autres arrangements.

Si vous me le permettez, monsieur le président, je voudrais ajouter deux ou trois choses sur cette question.

Notre groupe est entièrement canadien, et nous croyons que c'est important. Un système de transport de l'Arctique, à notre sens, doit être canadien. Beaucoup se sont dit intéressés à participer au projet, mais jusqu'à présent nous n'avons pas accepté.

Nous avons lancé ce projet pendant l'été en 1976 et, depuis lors, nous travaillons dessus. Après les auditions de juillet, à notre avis, nous y avons consacré quelque \$35 à \$40 millions.

Des projets de ce type, comme vous ne l'ignorez pas, sont délicats. On peut facilement les faire avorter. Ainsi, si l'un des organismes de réglementation américains décide de faire de l'obstruction, cela sera la fin du projet.

Ce projet comporte également une autre facette. D'un point de vue politique, on considère normalement comme une donnée la partie technique du projet. Dans ce cas-ci, je ne crois pas que les moyens techniques puissent être considérés comme une donnée. Nous essayons pour l'instant de les développer pour qu'à l'avenir ils puissent être tenu pour acquis.

Le gaz que nous voulons acheminer de l'Arctique, soit les 17 trillions de pieds cubes dont on a parlé avant, ne sont jamais apparus dans l'inventaire des approvisionnements canadiens, car il n'a pas été possible de les mettre à la disposition du marché canadien. Nous croyons que c'est important. Bien que nous exportions du gaz, nous en consommons davantage que nous exportons.

Le président: Sénateur Adams.

Le sénateur Adams: Les gens qui vivent dans l'Arctique paient le gallon de fuel domestique plus de \$2. A-t-on pensé de mettre à la disposition de ces personnes du gaz provenant de l'Arctique?

M. Wolcott: C'est une bonne question, sénateur. Au cours des auditions publiques dans le Nord on nous a demandé quels bénéfices les gens qui habitaient dans l'Arctique pourraient retirer de ce projet.

En fait, ce qui les intéresse, c'est que nous entrevoyons la possibilité de peut-être être en mesure d'exploiter les réserves, comme Whitefish, d'y implanter des petites raffineries pour approvisionner le région arctique en gaz.

[Text]

We see the connection of this gas adding to Canada's supply, thereby allowing the liquid that we use in Canada to be more available in Canada. Certainly, we see the problem with the price of gasoline, even in the south. We expect it to increase as time goes on. But if we can displace some of the liquid in Canada with natural gas, it will at least be available to us, albeit at higher prices. The amount of energy in one ship would be massive. In fact, we calculate that one shipload would supply all of the energy requirement in Resolute for 15 to 18 years.

So, it is simply not economic to take one of these ships for the purpose of supplying gas to those communities at this time. We look to the future for the construction of small liquid refineries right in the Arctic.

The Chairman: Senator Lapointe.

Senator Lapointe: Mr. Wolcott, you mentioned some hearings in Rivière-du-Loup. Were there similar hearings near Canso?

Mr. Wolcott: The hearings in Rivière-du-Loup are to be completed today. Hearings will be held in Canso during the first part of May. The hearings will be held in Port Hawkesbury.

Senator Lapointe: Are you equally interested in both places, and is it the government that will have to decide?

Mr. Wolcott: We are confident that either site would be acceptable environmentally and from the socio-economic point of view and would not be too different in terms of the costs involved in the volumes with which we are dealing.

We are holding these hearings for the purpose of obtaining environmental clearance. If Gros Cacouna refused environmental clearance, that site would be ruled out, and the same applies to Port Hawkesbury. We anticipate obtaining environmental clearance from them, and then that information, plus a comparison of the sites on an equal basis, will be filed with the National Energy Board. Both communities will be at the National Energy Board hearing, each representing its respective interests in the matter, and the National Energy Board, in the public interest, will then recommend to the cabinet which site should be used.

Senator Lapointe: You will not be able to use both?

Mr. Wolcott: No.

The Chairman: Senator Adams.

Senator Adams: What happens to your project if the Polar Gas pipeline is constructed to the Arctic Islands?

Mr. Wolcott: We believe our project is compatible with the Polar Gas project. We are not trying to compete with the Polar Gas proposal. We see the Polar Gas project, in today's world, having to export all of the material that it might bring down, because we are chock-a-block with gas in Canada anyway.

We think some of the technology we will develop through this project will be of great use to any development in the

[Traduction]

Ces exploitations permettront d'augmenter les approvisionnements canadiens, et ce faisant de mettre sur le marché canadien plus de gaz liquide qu'il n'y en a pour l'instant. Certainement, nous voyons bien ce qui se passe avec le prix de l'essence, même dans le Sud. Certes, avec le temps le prix du gaz va augmenter. Mais si nous pouvons remplacer une certaine partie de la consommation de gaz liquide au Canada par du gaz naturel, c'est nous au moins qui en profiterons même à des prix plus élevés. La quantité d'énergie que pourrait fournir la cargaison d'un navire est impressionnante. En fait, d'après nos calculs une cargaison permettrait de satisfaire les besoins énergétiques de Resolute pendant 15 à 18 ans.

Donc, il n'est tout simplement pas économique pour l'instant de mobiliser l'un de ces navires pour approvisionner ces communautés. Dans l'avenir nous devons construire des petites raffineries de gaz liquide dans l'Arctique.

Le président: Sénateur Lapointe.

Le sénateur Lapointe: M. Wolcott, vous avez parlé des auditions à Rivière-du-Loup. Y a-t-il eu d'autres auditions de ce type près de Canso?

M. Wolcott: Les auditions de Rivière-du-Loup se sont terminées aujourd'hui. Elles auront lieu à Canso pendant la première partie de mai. Elles auront lieu à Port Hawkesbury.

Le sénateur Lapointe: Les deux endroits vous intéressent-ils au même chef, et est-ce le gouvernement qui va décider?

M. Wolcott: Nous croyons que l'un ou l'autre site serait acceptable d'un point de vue écologique et d'un point de vue socioéconomique les coûts ne seraient pas très différents, compte tenu des volumes de gaz dont nous parlons.

Nous tenons ces auditions pour obtenir le feu vert en matière d'écologie. Si Gros Cacouna refuse de nous donner le feu vert, le site sera écarté et ce sens la même chose pour Port Hawkesbury. Nous espérons qu'ils nous donneront le feu vert et ensuite les données pertinentes ainsi qu'un état comparatif portant sur les deux sites seront déposés auprès de l'office national de l'énergie. Les deux communautés seront présentes lors des auditions de l'office national de l'énergie chacune défendant ses intérêts, et l'Office, dans l'intérêt public, recommandera au Cabinet quel site doit être choisi.

Le sénateur Lapointe: On ne pourra pas utiliser les deux?

M. Wolcott: Non.

Le président: Sénateur Adams.

Le sénateur Adams: Qu'arrivera-t-il à votre projet si le gazoduc du gaz polaire est construit dans les îles de l'Arctique?

M. Wolcott: Nous croyons que notre projet est compatible avec ce projet. Nous ne lui faisons pas concurrence. Nous croyons que ce projet, à l'heure actuelle, sera tenu d'exporter toute sa production car il y aura un engorgement de gaz au Canada.

Dans le cadre de ce projet, nous allons mettre au point certains moyens technologiques qui seront très utiles pour vos

[Text]

Arctic, including Polar Gas. The pipeline knowledge we will gain, the ability to ship materials in there, will be of value, as will be our hands-on experience with the operation of the field.

We do not see that we are competing with Polar Gas. We are a small project. The Polar Gas project contemplates a quantity ten times what we are talking about.

The Chairman: Honourable senators, if there are no further questions, may I express, on behalf of the committee, our thanks to our witnesses this morning for a very enlightening and comprehensive explanation and presentation on the Arctic Pilot Project.

We regret that we will not be able to see the film showing the maiden voyage of the *Kigoriak*. The committee is planning a visit to Tuktoyaktuk in June, and hopefully we will be able to see that film at that time.

Mr. Wolcott: We will make sure that it is available then, Mr. Chairman.

The Chairman: Thank you very much, gentlemen. It has been very interesting and informative.

Mr. Wolcott: We would like to thank you, Mr. Chairman, for having us.

The committee adjourned.

[Traduction]

travaux d'exploration dans l'Arctique, y compris pour le projet de gaz polaire. Les connaissances que nous allons accumuler sur les gazoducs, la possibilité d'expédier des matériaux là-bas, nous aiderons beaucoup, tout comme l'expérience que nous allons acquérir directement sur le terrain.

Nous ne croyons pas que nous ferons concurrence avec cet autre projet. Notre projet est un petit projet. Le projet de gaz polaire porte sur des quantités dix fois supérieures à celles dont nous parlons.

Le président: Honorables sénateurs, s'il n'y a pas d'autres questions, puis-je me permettre au nom du Comité de remercier les témoins qui ont comparu ce matin, de leurs explications à la fois claires et détaillées du projet pilote de l'Arctique.

Nous regrettons de ne pas être en mesure de visionner le film du voyage inaugural du *Kigoriak*. Le Comité prépare la visite de Tuktoyaktuk en juin et peut-être nous l'espérons, pourrons-nous voir ce film à cet occasion.

M. Wolcott: Nous ferons donc en sorte de l'avoir sous la main, monsieur le président.

Le président: Merci beaucoup, monsieur, votre témoignage nous a été d'une grande utilité.

M. Wolcott: Merci beaucoup, monsieur le président, de nous avoir donné l'occasion de témoigner.

La séance est levée.



If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Printing Office,
Supply and Services Canada,
45 Sacré-Coeur Boulevard,
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7

En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à
Imprimerie du gouvernement canadien,
Approvisionnement et Services Canada,
45, boulevard Sacré-Coeur,
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7

WITNESSES—TÉMOINS

Mr. Donald Wolcott, Senior Vice-President, Petro-Canada;
Mr. Richard A. Bailey, Manager of Planning, Arctic Pilot Project, Petro-Canada;
Mr. P. Douglas Bruchet, Assistant Project Manager, Environmental Socio-Economic Development (Arctic Pilot Project, Petro-Canada);
Mr. Robert H. Andras, Senior Analyst, Engineering Economics, Project Evaluator, Corporate Planning, Petro-Canada;
Mr. Michael Bell, President, Melville Shipping Ltd. and Senior Vice-President, Federal Commerce and Navigation Ltd.;
Mr. Robin Abercrombie, Senior Vice-President, NOVA, An Alberta Corporation;
Mr. John Beddome, Executive Vice-President, Dome Petroleum Ltd.;
Mr. E. A. Wetherell, Manager, Engineering, Dome Petroleum Limited.

M. Donald Wolcott, premier vice-président, Pétro-Canada;
M. Richard A. Bailey, directeur de la planification, Projet pilote de l'Arctique, Pétro-Canada;
M. P. Douglas Bruchet, directeur adjoint du projet, Développement socio-économique de l'environnement, (projet pilote de l'Arctique, Pétro-Canada);
M. Robert H. Andras, premier analyste, Économie technique, évaluateur de projets, Planification intégrée, Pétro-Canada;
M. Michael Bell, président, Melville Shipping Ltd. et premier vice-président, Federal Commerce and Navigation Ltd.;
M. Robin Abercrombie, premier vice-président, NOVA, An Alberta Corporation;
M. John Beddome, vice-président exécutif, Dome Petroleum Ltd.;
M. E. A. Wetherell, directeur, Génie technique, Dome Petroleum Limited.



First Session
Thirty-second Parliament, 1980-81

Première session de la
trente-deuxième législature, 1980-1981

SENATE OF CANADA

*Proceedings of the Special
Committee of the Senate on the*

SÉNAT DU CANADA

*Délibérations du comité
spécial du Sénat sur le*

Northern Pipeline

Pipe-line du Nord

Chairman:
The Honourable EARL A. HASTINGS

Président:
L'honorable EARL A. HASTINGS

Thursday, March 19, 1981

Le jeudi 19 mars 1981

Issue No. 12



LIBRARY
MAY 5 1981



Fascicule n° 12

First proceedings on:

Bill C-60, intituled:
"An Act to amend the National
Energy Board Act"

Premier fascicule concernant:

Le Bill C-60, intitulé:
«Loi modifiant la Loi sur l'Office
national de l'énergie»

APPEARING:

The Honourable H. A. (Bud) Olson, P.C.,
Minister responsible for the
Northern Pipeline Agency

COMPARAÎT:

L'honorable H. A. (Bud) Olson, c.p.,
ministre responsable de l'Administration
du pipe-line du Nord

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)

SPECIAL COMMITTEE OF THE SENATE
ON THE NORTHERN PIPELINE

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*
The Honourable Paul Lucier, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

| | |
|----------|------------|
| Adams | Lucier |
| Austin | Molgat |
| Balfour | Nurgitz |
| Bielish | *Perrault |
| Cottreau | Riley |
| Doody | Rowe |
| Guay | Sherwood |
| Hastings | Thériault |
| Hays | Tremblay |
| Langlois | Williams |
| | Yuzyk—(21) |

**Ex Officio Member*

(Quorum 5)

COMITÉ SPÉCIAL DU SÉNAT SUR
LE PIPE-LINE DU NORD

Président: L'honorable Earl A. Hastings
Vice-président: L'honorable Paul Lucier

Les honorables sénateurs:

| | |
|----------|------------|
| Adams | Lucier |
| Austin | Molgat |
| Balfour | Nurgitz |
| Bielish | *Perrault |
| Cottreau | Riley |
| Doody | Rowe |
| Guay | Sherwood |
| Hastings | Thériault |
| Hays | Tremblay |
| Langlois | Williams |
| | Yuzyk—(21) |

**Membre d'office*

(Quorum 5)

ORDER OF REFERENCE

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate,
Tuesday, March 17, 1981:

"Pursuant to the Order of the Day, the Senate resumed the debate on the motion of the Honourable Senator Olson, P.C., seconded by the Honourable Senator Frith, for the second reading of the Bill C-60, intituled: "An Act to amend the National Energy Board Act".

After debate and—

The question being put on the motion, it was—
Resolved in the affirmative.

The Bill was then read the second time.

The Honourable Senator Frith moved, seconded by the Honourable Senator Perrault, P.C., that the Bill be referred to the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline.

The question being put on the motion, it was—
Resolved in the affirmative."

ORDRE DE RENVOI

Extrait des Procès-verbaux du Sénat, le mardi 17 mars, 1981:

«Suivant l'Ordre du jour, le Sénat reprend le débat sur la motion de l'honorable sénateur Olson, C.P., appuyé par l'honorable sénateur Frith, tendant à la deuxième lecture du Bill C-60, intitulé: «Loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie».

Après débat,

La motion, mise aux voix, est adoptée.

Le bill est alors lu pour la deuxième fois.

L'honorable sénateur Frith propose, appuyé par l'honorable sénateur Perrault, C.P., que le bill soit déferé au Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord.

La motion, mise aux voix, est adoptée.»

Le greffier du Sénat

Robert Fortier

Clerk of the Senate

MINUTES OF PROCEEDINGS

THURSDAY, MARCH 19, 1981
(19)

[Text]

The Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline met this day at 9:30 a.m., the Chairman, the Honourable Earl A. Hastings, presiding.

Present: The Honourable Senators Adams, Bielish, Guay, Hastings, Riley, Thériault, Williams and Yuzyk. (8)

In attendance: Daniel Amireault, Administrative Assistant to the Committee. *From the Research Branch, Library of Parliament:* Sonya Dakers.

Appearing: The Honourable H. A. (Bud) Olson, P.C., Minister responsible for the Northern Pipeline Agency.

Witnesses:

From the National Energy Board:

Mr. Alan R. MacDonald, Counsel, Law Branch.

From Foothills Pipe Lines (Yukon) Limited:

Mr. Murray E. Stewart, Executive Vice-President, Corporate;

Mr. Robert B. Snyder, Vice-President and Acting General Manager, Alaska Project Division, NOVA.

The Committee proceeded to consider Bill C-60, intituled: "An Act to amend the National Energy Board Act".

The Minister made an opening statement following which he read a short statement.

The Minister answered questions.

At 10:25 a.m., the Minister departed.

Mr. MacDonald answered questions.

The Committee proceeded to hear the representations of Foothills Pipe Lines (Yukon) Limited.

Mr. Stewart made an opening statement and together with Mr. Snyder answered questions.

The Chairman invited Mr. Bert Hargrave, Member of Parliament for Medicine Hat, to take part in the proceedings.

Mr. Hargrave made a brief comment and answered questions.

At 11:45 a.m., the Committee adjourned until Tuesday, March 24, 1981 at 9:30 a.m.

ATTEST:

PROCÈS-VERBAL

LE JEUDI 19 MARS 1981
(19)

[Traduction]

Le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord se réunit aujourd'hui à 9 h 30 sous la présidence de l'honorable Earl A. Hastings (président).

Présents: Les honorables sénateurs Adams, Bielish, Guay, Hastings, Riley, Thériault, Williams et Yuzyk. (8)

Aussi présents: Daniel Amireault, adjoint administratif auprès du Comité. *Du Service de recherches de la Bibliothèque du Parlement:* Sonya Dakers.

Comparait: L'honorable H. A. (Bud) Olson, c.p., ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord.

Témoins:

De l'Office national de l'énergie:

M. Alan R. MacDonald, avocat-conseil, Direction du contentieux.

De la Foothills Pipe Lines (Yukon) Limited:

M. Murray E. Stewart, vice-président exécutif, sociétés;

M. Robert B. Snyder, vice-président et directeur général suppléant, Division des projets de l'Alaska, NOVA.

Le Comité entreprend l'étude du Bill C-60, intitulé: «Loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie».

Le ministre fait une déclaration préliminaire après quoi il donne lecture d'un bref exposé.

Le ministre répond aux questions.

A 10 h 25, le ministre se retire.

M. MacDonald répond aux questions.

Le Comité entreprend l'audition du témoignage de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Limited.

M. Stewart fait une déclaration préliminaire puis, avec M. Snyder, répond aux questions.

Le président invite M. Bert Hargrave, député de Medicine Hat, à prendre part aux délibérations.

M. Hargrave fait un bref commentaire et répond aux questions.

A 11 h 45, le Comité suspend ses travaux jusqu'au 24 mars 1981, à 9 h 30.

ATTESTÉ:

Le greffier du Comité

Aline Pritchard

Clerk of the Committee

EVIDENCE

Ottawa, Thursday, March 19, 1981

[Text]

The Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline, to which was referred Bill C-60, to amend the National Energy Board Act, met this day at 9:30 a.m. to give consideration to the bill.

Senator E. Hastings (Chairman) in the chair.

The Chairman: Honourable senators, we will proceed this morning with our study of Bill C-60. We have with us Senator Olson, the Minister responsible for the Northern Pipeline Agency, and Mr. Alan MacDonald, Counsel, Law Branch, National Energy Board. After these two gentlemen have finished you will hear from Foothills Pipe Line (Yukon) Limited.

In accordance with your instructions, we have arranged for two further meetings next week, on Tuesday and Thursday. On Tuesday we will hear from the Canadian Gas Association, the Canadian Federation of Agriculture and the Alberta Surface Rights Federation. On Thursday we will hear from TransCanada Pipelines, Interprovincial Pipe-Line Limited, and finally the TransQuebec and Maritimes Pipeline Incorporated.

As honourable senators are aware, Bill C-60 is in many respects a successor to Bill S-12, which passed three readings in the Senate about two years ago; it went to the House of Commons, where it died on the order paper. It now comes to us as Bill C-60, a government bill, having received three readings in the House of Commons.

Our first witness, the minister, has a particular interest in the bill, as he was chairman of this committee during the time we were really in many respects the authors of Bill S-12. I presume, Mr. Minister, you would like to make an opening statement. Perhaps you will excuse the minister if he leaves early; after that Mr. MacDonald will proceed to go through the bill with us.

Hon. H. A. (Bud) Olson, P.C., Minister responsible for the Northern Pipeline Agency: Thank you, Mr. Chairman and members of the committee. I would not like to review in detail the origin of this bill, because many of you will recall that you were members of the pipeline committee when we began the process of identifying what members of the committee realised was an area in the statute law that needed to be improved. Several members of the committee, including myself, made speeches in the Senate when it was introduced there the last time, a little more than two years ago.

There are some changes, not in the principle or the substance of the bill, that have been made for several reasons. Perhaps the most important one is that now Bill C-60 is a bill that is sponsored by the government. It went through the House of Commons, preceded by the requirements of a resolution when there is to be a charge on the treasury.

We attempted to write the original bill in such a way that it would not be stopped because of a procedural requirement

TÉMOIGNAGES

Ottawa, le jeudi 19 mars 1981

[Traduction]

Le Comité sénatorial spécial du pipe-line du Nord, auquel a été renvoyé le bill C-60, Loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie, se réunit aujourd'hui à 9 h 30 pour étudier le bill.

Le sénateur E. Hastings (président) occupe le fauteuil.

Le président: Honorables sénateurs, nous allons procéder ce matin à l'étude du bill C-60. Nous accueillons le sénateur Olson, ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord, et M. Alan MacDonald, avocat-conseil à la direction du contentieux de l'Office national de l'énergie. Une fois que ces deux messieurs auront terminé, nous entendrons des témoignages de la Foothills Pipeline (Yukon) Limited.

Comme vous l'avez demandé, nous avons prévu deux autres séances pour mardi et jeudi prochains. Mardi, nous accueillons l'Association canadienne du gaz, la Fédération canadienne de l'agriculture et l'Alberta Surface Rights Federation. Jeudi, nous entendrons les témoignages de TransCanada Pipelines, Interprovincial Pipe-Line Limited et enfin, ceux de TransQuébec et Maritimes Pipeline Incorporated.

Les honorables sénateurs savent sans doute que le bill C-60 est, à bien des points de vue, le successeur du bill C-12 qui fut adopté en troisième lecture au Sénat, il y a environ deux ans, et qui fut envoyé à la Chambre des communes pour y mourir au *Feuilleton*. Nous le revoyons maintenant sous la forme du bill d'initiative gouvernementale C-60, qui a été adopté en troisième lecture à la Chambre des communes.

Notre premier témoin, le ministre, s'intéresse particulièrement à ce projet de loi, étant donné qu'il était président du Comité au moment où nous étions, à bien des points de vue, les auteurs du bill S-12. Je crois bien, monsieur le ministre, que vous tenez à faire une déclaration préliminaire. Vous voudrez bien excuser le ministre s'il part de bonne heure; M. MacDonald procédera à l'étude du bill avec nous.

L'honorable H. A. (Bud) Olson, c.p., ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord: Merci, monsieur le président et messieurs les membres du Comité. Je ne tiens pas à remonter aux origines de ce projet de loi, parce que bon nombre d'entre vous étaient membres du Comité du pipe-line quand nous avons commencé à nous rendre compte qu'un domaine de la loi demandait à être amélioré. Il est vrai que plusieurs membres du Comité et moi-même avons fait des discours au Sénat lorsque le bill y a été présenté la dernière fois, il y a un peu plus de deux ans.

Toutefois, il y a certains changements, non pas sur le principe ni sur le fond du projet de loi, qui ont été apportés pour plusieurs raisons, la plus importante étant peut-être que le bill C-60 est un bill d'initiative gouvernementale qui a été adopté à la Chambre des communes, et qui est assujéti aux dispositions d'une résolution adoptée préalablement lorsqu'il y aura des frais imputables au Trésor.

Nous avons essayé de rédiger le premier projet de loi de façon qu'il ne puisse être arrêté à cause d'un règlement de

[Text]

with respect to what is within the competence of the Senate. There were several places, that I am sure you will identify, where we did design the earlier bill in such a way that it would not be held up because of that. I am sure senators will recall that there were some administrative costs related to the operation of this new expropriation procedure that really ought to have been a charge on the public treasury; they were for a public service. That provision is in this bill, whereas when Bill S-12 went through we were particularly careful with respect to that.

However careful we were, you will recall that when Bill S-12 went over, the Speaker of the House of Commons at that time took it under advisement, to rule on whether or not it did meet all of those jurisdictional or constitutional requirements. The fact is that he never did make a ruling on what he took under advisement. We do not have that problem now, because it has gone through the route where any charges on the public treasury have been provided for by the resolution preceding the bill having been moved by a member of the treasury benches.

With that introduction, perhaps I could read a short statement that I would like to make, which will take only about eight or ten minutes.

Bill C-60, an act to amend the National Energy Board Act, retains both the substance and the spirit of the bill passed by the Senate in 1979 as Bill S-12. There has been some realignment of responsibilities as between the National Energy Board and the arbitration committee, and as between the board and the minister, but these are not such as to affect the substance of the procedure.

The bill has also been changed in form, with many of the sections relating to the establishment of an arbitration committee having been removed from the part of the act dealing with the approval of the final route of a pipeline and placed in Part V of the act, which generally deals with the expropriation powers of pipeline companies and the matter of compensation. This has evidently been done in order to make the amendments correspond more closely with the format of the existing act.

The major features of the bill passed by the Senate have not been altered. For example, the landowner's right to challenge the detailed route of the pipeline as selected by the pipeline company has not been changed in any significant respect. The provisions of the Senate bill designed to ensure that landowners received adequate notice of their rights under the act and of each of the various procedural steps in the process are retained, and indeed are improved in certain minor respects. It is still the case that any contract entered into by a company with a landowner before the landowner has received notice of his rights under the act is void.

Similarly, the list of the various types of damage that must be compensated remains unchanged, as does a landowner's right to select periodic payments of the compensation owing to him rather than one lump sum payment. The landowner's entitlement to an advance payment of the compensation due him where the company obtains a right to enter his land over his objections is preserved.

Furthermore, the entire arbitration procedure is removed from the courts and now takes place before an arbitration

[Traduction]

procédure concernant le domaine de compétence d'un bill du Sénat. Vous verrez, j'en suis certain, plusieurs endroits où il a été rédigé de façon à ce qu'il ne puisse être retardé pour les raisons susmentionnées. Les sénateurs se souviendront qu'il y avait certains coûts administratifs relatifs au fonctionnement des nouvelles procédures d'expropriation qui auraient dû en fait être imputés au Trésor public, puisqu'il s'agissait d'un service public. Cette disposition figure maintenant dans le projet de loi, alors qu'au moment d'adopter le bill S-12 nous étions particulièrement prudents à cet égard.

Malgré toutes nos précautions, vous vous souviendrez que l'Orateur de la Chambre des communes avait jugé bon de décider lui-même si le projet de loi qui lui était présenté répondait ou non à toutes les exigences en matière de compétence et sur le plan constitutionnel. Le fait est qu'il ne s'est jamais prononcé sur cette question. Toutefois, le problème ne se pose pas maintenant, parce que toute imputation au Trésor public a été prévue dans la résolution qui a précédé le bill suite à la motion d'un député du banc ministériel.

Cela dit, j'aimerais peut-être vous faire une brève déclaration qui ne me prendra que huit ou dix minutes à lire.

Le bill C-60, Loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie, est conforme au fond et à l'esprit du bill S-12 adopté par le Sénat en 1979. Il y a eu transfert de responsabilités entre l'Office national de l'énergie et le comité d'arbitrage, ainsi qu'entre l'Office et le ministre, mais ces changements n'affectent en rien l'essentiel de la procédure.

Le bill a également subi des modifications de forme. Bien des articles concernant l'établissement d'un comité d'arbitrage ont été supprimés de la partie de la loi portant sur l'approbation du tracé définitif du pipe-line et intégrés à la partie V qui concerne généralement les pouvoirs d'expropriation des sociétés d'aménagement de pipe-line et les questions d'indemnisation. Cela a été fait, évidemment, pour que les modifications s'adaptent mieux à la présentation de la loi existante.

Les principaux éléments du bill adopté par le Sénat n'ont pas été modifiés. Par exemple, le droit du propriétaire foncier de contester le tracé détaillé du pipe-line choisi par la Société d'aménagement du pipe-line n'a aucunement été modifié en substance. Les dispositions du bill du Sénat visant à ce que les propriétaires fonciers soient suffisamment informés de leurs droits aux termes de la loi et des diverses étapes de la procédure ont été retenues et même légèrement améliorées à certains points de vue. En fait, tout contrat liant une compagnie et un propriétaire foncier est nul si ce dernier n'a pas été informé de ses droits conformément à la loi.

La liste des diverses indemnités à verser demeure également inchangée, et il en est de même du droit qu'un propriétaire foncier de choisir les modalités de paiement de l'indemnité qui lui revient, par exemple, des versements périodiques plutôt qu'une somme globale. Le propriétaire foncier a encore droit au paiement d'une avance sur cette indemnité lorsque la compagnie obtient un droit d'entrée sur son terrain malgré son opposition.

De plus, tout le processus d'arbitrage ne relève plus des tribunaux: mais d'un comité d'arbitrage établi par le ministre

[Text]

committee established by the minister, and all reasonable costs of the landowner in pursuing his rights will be paid by the company.

I believe that the foregoing indicates that the substance of Bill S-12 has not been materially altered, but I will now outline those matters of a substantive nature that have been changed in the current bill.

There are only two changes in the part of the bill dealing with the approval by the National Energy Board of the detailed route. The board will be required to hold a hearing in localities where any objections have been received from landowners as to the route of the pipeline, but there is a modification contained in section 29.3(2) of Bill C-60 which provides that where no objections are received to the detailed route of any given section or part of the pipeline no hearing need be held. In addition, section 29.4 has been added to permit the board, where it approves the detailed route over the objections of the landowners, to limit the damage caused, by imposing terms and conditions on its approval. These might, for example, require the company to construct its pipeline at a time or in a manner that would cause the least amount of disturbance to the landowners.

Under the Senate bill the responsibility for receiving requests for arbitration and appointing an arbitration committee was given primarily to the minister, but also to the National Energy Board in certain cases. I understand that under Bill C-60 this role has been removed from the National Energy Board and will be exercised by the minister in all cases. This change, along with the removal of the proposed section 75.26 of the act as contained in Bill S-12, whereby the company would pay all the costs incurred in the establishment and operation of an arbitration committee, results from the decision that it may be desirable that the arbitration committee become a permanent body rather than the ad hoc body contemplated by Bill S-12. Under subsection 75.13(3), as contained in Bill C-60, the minister will have an option as to whether the committee should be permanent or not. In this case, of course, it may be a committee for only one particular project. Therefore, the remuneration and expenses of the members of an arbitration committee will be paid by the federal government.

Another realignment of responsibilities under Bill C-60 occurs with respect to the granting of the right to a company to enter the land over the objections of a landowner. This procedure will apply after the board has approved the detailed route of the pipeline, and in a case where the company has been unable to reach agreement with the landowner. Bill S-12 provided that the arbitration committee would grant such a right-of-entry. Under Bill C-60 this responsibility is given to the National Energy Board. Furthermore, the public hearing that was contemplated by Bill S-12 has been removed in favour of giving the landowner a right to make written submissions to the board in opposition to the granting of the right-of-entry.

This change has been made for two reasons. The first and most important is that, in deciding whether or not to grant such a right-of-entry, the arbitration committee would in its

[Traduction]

et tous les coûts raisonnables encourus par le propriétaire foncier pour faire valoir ses droits seront payés par la compagnie.

Je pense que cela montre bien que l'essentiel du bill S-12 n'a pas été modifié, mais je vais maintenant indiquer les points qui ont été changés quant au fond dans le présent projet de loi.

Il n'y a que deux modifications dans la partie du bill relative à l'approbation par l'Office national de l'Énergie du tracé détaillé. L'Office devra tenir des audiences dans les localités où des propriétaires fonciers ont fait opposition au tracé du pipe-line, mais une modification a été apportée au paragraphe 29.3(2) du Bill C-60 selon laquelle il n'y a pas lieu de tenir d'audience si aucune objection n'a été formulée en ce qui concerne le tracé détaillé de toute partie ou de tout tronçon d'un pipe-line. En outre, le paragraphe 29.4 a été ajouté pour permettre à l'Office d'imposer des conditions à son approbation lorsqu'il autorise le tracé détaillé malgré l'opposition des propriétaires fonciers. Par exemple, l'Office peut obliger la compagnie à aménager son pipe-line à une période ou d'une façon qui causera la moins possible d'ennuis aux propriétaires fonciers.

En application du bill présenté par le Sénat, la responsabilité concernant les demandes d'arbitrage et la nomination d'un comité d'arbitrage incombait principalement au ministre, mais aussi à l'Office national de l'Énergie, dans certains cas. Dans le bill C-60, l'Office national de l'Énergie ne peut plus exercer ce rôle, et c'est le ministre qui l'assumera dans tous les cas. Cette modification, ainsi que la suppression de l'article 75.26 de la loi proposée dans le bill S-12 obligeant la compagnie à payer tous les frais de création et de fonctionnement d'un comité d'arbitrage ont été effectuées parce qu'on a pensé qu'il serait peut-être souhaitable que le Comité d'arbitrage devienne un organisme permanent plutôt qu'un organisme *ad hoc* comme l'envisageait le bill S-12. En vertu du paragraphe 75.13(3) du Bill C-60, le Ministre pourra décider si le comité sera permanent ou non. Bien sûr, dans ce cas, il pourrait s'agir d'un comité formé pour un seul projet en particulier. Par conséquent, la rémunération et les frais engagés par les membres d'un comité d'arbitrage seront assurés par le gouvernement fédéral.

Le bill C-60 procède à un autre réalignement des responsabilités inhérentes au droit d'une société de pénétrer sur un terrain en faisant fi des objections du propriétaire. Ce mécanisme s'appliquera une fois que l'Office aura approuvé le tracé détaillé du pipe-line et lorsque la société n'arrivera pas à s'entendre avec le propriétaire. Le bill S-12 prévoyait que le comité d'arbitrage accorderait ce droit de passage. Aux termes du bill C-60, cette responsabilité incombe à l'Office nationale et l'énergie. En outre, l'audience publique prévue dans le bill S-12 est supprimée, mais les propriétaires reçoivent le droit de présenter des mémoires à l'Office pour s'opposer à ce que ce droit de passage soit accordé.

Deux raisons militent en faveur de cette modification. La première et la plus importante, c'est qu'en décidant d'accorder ou non ce droit de passage, le comité d'arbitrage aurait eu, lors

[Text]

hearing have had to hear extensive evidence on, and consider the same issues as to, the desirability and the urgency of construction of the pipeline as had already been decided by the National Energy Board in certifying the pipeline and in approving the detailed route.

Secondly, since these hearings would have been required to be held in the local area where objections were received, the potential for great delays in construction and for doubling the costs of dealing with objections was great. It is now contemplated that these issues will be dealt with at the hearings of the board into the approval of the detailed route, and that at the right-of-entry stage the board can impose further terms and conditions on the right-of-entry to accommodate smaller-scale concerns of the landowner regarding the timing or the method of entering his land. Wherever such a right-of-entry is given to the company, the landowner is given right to receive an advance payment on his compensation, whereas in Bill S-12 this was at the discretion of the arbitration committee.

As to the amount of compensation to which a landowner is entitled, there are no significant changes. In one case Bill C-60 improves on our bill by providing that where a company commences proceedings to acquire land and then abandons its intentions, the company will be liable to the landowner for all of his costs and expenses up to the date of the abandonment.

There has been a change in the provisions concerning the payment of interest, which were contained in subsections 75.17(3) and (4) of the Senate bill, and which now appear in subsections 75.2(3) and (4) of Bill C-60. Both the determination of the applicable rate of interest and the date from which that interest can be awarded are now tied to the time when the company enters the land or first causes damage to a landowner, rather than to the date when the landowner is first notified of the company's desire to acquire his land.

Regarding the lump sum or periodic payments, both bills provide that a landowner whose land is being taken has an option as to which he will accept. Bill C-60 goes somewhat further, in that a landowner whose land is adversely affected by the building of the pipeline may request periodic payments in respect of the damages suffered by him, and the arbitration committee has a discretion whether or not to award periodic payments in that case.

Some senators may wonder whether there has been a change in the manner of compensating landowners whose land would be adversely affected by the pipeline. The list of items to be compensated, which appeared in subsection 75.13(2) of Bill S-12, has been deleted. In fact, there has been no change, since the items that were listed in that subsection are now included with the listing of items of damage applicable to a landowner whose land is being taken in subsection 75.19(1) of Bill C-60, and that subsection will now apply in both cases.

I do not believe that there are any other changes which significantly affect the rights given to landowners by the

[Traduction]

des audiences, à entendre beaucoup de témoignages et donc à étudier les mêmes questions concernant l'opportunité et l'urgence de la construction du pipe-line, deux questions déjà réglées par l'Office national de l'énergie qui accorde les certificats de construction de pipe-line et qui approuve le tracé détaillé.

Deuxièmement, puisque ces audiences auraient dû se tenir dans la région où les objections étaient soulevées, les possibilités de retards énormes dans la construction et de doublement des coûts étaient extrêmement grandes. Aujourd'hui, il est prévu que ces questions seront réglées lors d'audiences de l'Office sur l'approbation du tracé détaillé et que, lorsque viendra le temps d'étudier la question du droit de passage, l'Office pourra imposer d'autres conditions pour répondre à des préoccupations de moindre importance du propriétaire en ce qui concerne le moment ou la méthode choisie pour entrer sur ses terres. Quel que soit l'endroit où ce droit de passage est accordé à la société, le propriétaire a droit à une avance sur son indemnisation, alors que dans le bill S-12, cette disposition était laissée à la discrétion du comité d'arbitrage.

En ce qui concerne le montant de l'indemnisation à laquelle le propriétaire a droit, il n'y a pas de changement important. Dans un cas, le bill C-60 améliore notre bill en prévoyant que lorsqu'une société entame des procédures pour acquérir des terrains et qu'elle y renonce par la suite, elle est redevable au propriétaire de tous les frais et dépenses qu'il a engagés jusqu'au moment où elle abandonne les procédures.

Une modification a été apportée aux dispositions concernant le versement des intérêts, et qui figurent aux paragraphes 75.17(3) et (4) du bill du Sénat et aux paragraphes 75.2(3) et (4) du bill C-60. La fixation du taux d'intérêt applicable et la date à laquelle ces intérêts peuvent être versés dépendent maintenant du moment où la société entre sur le terrain ou cause pour la première fois des dommages au propriétaire plutôt que de la date à laquelle le propriétaire est avisé pour la première fois du désir de la société d'acquiescer son terrain.

En ce qui concerne la somme forfaitaire ou les versements périodiques, les deux projets de loi prévoient qu'un propriétaire dont les terrains sont acquis par la société a la possibilité d'accepter ou de refuser. Le bill C-60 va encore plus loin. En ce sens que le propriétaire dont le terrain est endommagé par la construction du pipe-line peut exiger des versements périodiques pour les dommages qu'il subit et le comité d'arbitrage a le pouvoir à le pouvoir de les accorder ou non.

Certains sénateurs vont peut-être se demander si des modifications ont été apportées aux indemnisations accordées aux propriétaires dont les terrains sont endommagés par le pipe-line. La liste des questions donnant droit à indemnisation, prévue au paragraphe 75.13(2) du bill S-12 a été supprimée. En fait, il n'y a pas eu de modification puisque les mêmes questions sont maintenant incluses dans la liste des dommages applicables à un propriétaire dont le terrain est acquis, au paragraphe 75.19(1) du bill C-60, et ce paragraphe s'applique maintenant dans les deux cas.

Je ne crois pas qu'il y ait d'autres changements importants en ce qui concerne les droits accordés aux propriétaires dans le

[Text]

original bill. There are certain procedural changes incorporated in Bill C-60, some of which I will outline now.

Subsections 73(1) and 75.13(2) are new, and provide that the procedures under the act for the determination of compensation are limited to those matters that are directly related to the construction or operation of a pipeline and not to other grounds of dispute between a company and a landowner such as personal injuries, which it would not be our intention to remove from the courts. Furthermore, subsection 75.13(2) reflects a change made to the provision allowing an arbitration committee to review an award of an arbitration committee. This was contained in section 75.2 of Bill S-12 and now appears in subsection 75.22(2) of Bill C-60. The power of the committee to review an award is limited in the sense that a request for a review which is based solely on the amount of compensation previously awarded by a committee cannot be entertained. It is felt that that sort of application is properly the subject of an appeal to the Federal Court of Canada.

The appeal to the Federal court itself, which now appears in section 75.23 of Bill C-60, is now limited to an appeal on a question of law or jurisdiction. This has been changed in order to prevent a pipeline company from appealing awards of compensation as a matter of course.

Another limitation on the arbitration procedures imposed by subsection 73(1) of Bill C-60 is that the arbitration procedures will not apply to any award of compensation or agreement respecting compensation made or entered into prior to the coming into force of the amendments.

Mr. Chairman, that is a brief résumé of the bill and the changes that have been made in the structure, and indeed in the substance, although the change in the substance between Bill S-12 and Bill C-60 is limited.

The Chairman: Thank you, Mr. Minister. Are there any questions?

Senator Guay: The minister will recall that when we were considering Bill S-12 we discussed protection for populated areas in regard to subdivisions, or citywise. I guess they would have to deal with the city in a case like this, or the developer or whomever is the landowner, probably both in some instances. I have always been concerned about a pipeline coming through or close to a subdivision. Is there any protection in this regard for cities, populated areas, villages and things like that?

Hon. Senator Olson: With respect to a subdivision, or indeed a city, the landowners involved, and I suppose the city or municipal government, would have a right to know in advance before the detailed route is approved by the National Energy Board; they would have an opportunity to make their objections known, and I guess also to ask that a hearing be held if it was to go into that area. That is provided for in this bill, as it was in Bill S-12.

The Chairman: On page 6 of the bill you will see it says:

[Traduction]

projet de loi initial. Le bill C-60 contient certaines modifications de procédure que je veux maintenant vous donner.

Les paragraphes 73(1) et 75.13(2) sont de nouveaux paragraphes et prévoient que les procédures engagées aux termes de la loi pour la fixation de l'indemnisation sont limitées aux questions directement liées à la construction ou à l'exploitation d'un pipe-line et non aux autres sujets de litige entre une société et un propriétaire, comme les blessures personnelles, domaine que nous n'avons pas l'intention de retirer aux tribunaux. En outre, le paragraphe 75.13(2) tient compte d'une modification apportée à la disposition permettant à un comité d'arbitrage de revoir la décision d'un autre comité d'arbitrage. Cette disposition figurait à l'article 75.2 du bill S-12 et se trouve maintenant au paragraphe 75.22(2) du bill C-60. Le pouvoir qu'a le comité de revoir une décision est limité en ce sens qu'une demande de révision fondée essentiellement sur la valeur de l'indemnisation déjà accordée par un comité est irrecevable. On estime que ce genre de demande doit faire l'objet d'un appel auprès de la Cour fédérale du Canada.

L'appel interjeté devant la Cour fédérale elle-même, que l'on trouve maintenant à l'article 75.23 du bill C-60, se limite à un appel sur une question de droit ou de compétence. La procédure a été changée afin d'empêcher qu'une société de construction de pipe-lines interjette appel des décisions d'indemnisation.

Une autre limite aux procédures d'arbitrage imposées au paragraphe 73(1) du bill C-60, c'est que celle-ci ne s'applique à aucune décision d'indemnisation ou d'accords concernant une indemnisation accordée avant l'entrée en vigueur des amendements.

Monsieur le président, voilà un bref résumé du bill et des modifications qui ont été apportées à sa structure et, en fait, au fond du bill même si, dans ce dernier cas, les changements entre le bill S-12 et le bill C-60 sont limités.

Le président: Merci, monsieur le ministre. Y a-t-il des questions?

Le sénateur Guay: Le ministre se souviendra que lorsque nous avons étudié le bill S-12, nous avons discuté de la protection à accorder aux régions peuplées au niveau des subdivisions ou des villes. Je crois qu'il s'agirait d'une ville, dans le cas présent, où le lotisseur ou une autre personne est le propriétaire, probablement les deux dans certains cas. Je me suis toujours demandé ce qui se passait dans le cas d'un pipe-line qui traverse une subdivision ou qui s'en approche. Une protection est-elle prévue à cet égard pour les villages et les agglomérations du genre?

L'honorable sénateur Olson: En ce qui concerne une subdivision, ou en fait une ville, les propriétaires en cause, et je suppose la ville ou la municipalité, auront le droit d'être informés d'avance, avant que le tracé détaillé soit approuvé par l'Office national de l'énergie; ils auront l'occasion de faire connaître leurs objections et je suppose aussi de demander qu'une audience soit tenue si le pipe-line doit traverser la région. C'est ce que prévoit ce projet de loi, tout comme le faisait le bill S-12.

Le président: A la page 6 du bill, vous verrez ce qu'on y dit:

[Text]

In sections 74 to 75.29 "owner" means any person who is entitled to compensation under section 64.

Section 64 of the act says that anyone interested in deemed an owner, so all of this applies to anyone the pipeline may affect.

Senator Guay: I raise this matter because sometimes a village or small populated area may not, in my estimation, be aware of some danger pertaining to a pipeline. I am concerned because they may not make representations, believing that all precautions must have been taken. Is there some type of notice the National Energy Board or those requesting the site to place a pipeline would have to give to advise the officials in the area?

Secondly, when a pipeline gets close to a populated area, the distance of the pipeline from residences should be way beyond what it would be anywhere else. For example, the pipeline might go through farmland where there could be a stable or one home a quarter of a mile away. However, in populated areas it could be dangerous. I am not trying to belittle small towns by saying they do not know anything about it, but those living in a small town would be very concerned if a pipeline came too close to the town. Is there some type of notice that would have to be sent to such populated areas setting out the intention to site a pipeline there?

Hon. Senator Olson: I could answer more precisely with respect to municipal authorities. Certainly every landowner has to be notified in advance of the determination of the detailed route. I am advised that under subsection 29.3(1)(b) there is a requirement to publish a notice in general circulation within the area. Perhaps Mr. MacDonald could help on this. Is there a provision that the local municipal authorities have to be notified, too?

Mr. Alan R. MacDonald, Counsel, Law Branch, National Energy Board: There is not express provision for that. We anticipated that if a pipeline went through a municipal area it would also at some stage be crossing municipally owned land, such as road allowances.

Senator Yuzyk: Parks?

Mr. MacDonald: Parks, possibly. As the first stage in the proceeding, the pipeline company is required under section 74 of the act to serve a notice on every landowner whose land may be taken. We would anticipate that it would be rare that a municipality whose land was being crossed would not come under that heading. As the minister has pointed out, when the board is asked to consider the detailed route, at a later stage, there is provision whereby all owners whose land will be taken must be served with a specific notice of that application by the company. Furthermore, there is publication in a local newspaper, which will alert other persons, who may not be served, of the existence of the application to approved the detailed route.

We feel that rarely would a municipality not become aware of the pipeline company's intention. They would be a party with sufficient interest to be heard by the board at the hearing

[Traduction]

Aux articles 74 à 75.29, «propriétaire» s'entend de toute personne qui a droit à une indemnisation aux termes de l'article 64.

L'article 64 de la loi stipule que toute personne en cause est réputée propriétaire, c'est donc dire que la disposition s'applique à toute personne qui risque de subir des dommages par suite de la construction du pipe-line.

Le sénateur Guay: Je soulève cette question, parce que parfois, un village ou une petite agglomération ne sont pas au courant des dangers occasionnés par un pipe-line. Cela me préoccupe, car les résidents peuvent ne pas présenter de doléances parce qu'ils estiment que toutes les précautions doivent avoir été prises. L'Office national de l'énergie ou les compagnies qui cherchent à installer un pipe-line doivent-ils, d'une certaine façon, avertir les autorités de la région?

En second lieu, lorsqu'un pipe-line est situé près d'une agglomération, la distance le séparant des habitations, devrait être bien plus grande que celle qui est prévue ailleurs. Par exemple, le pipe-line pourrait traverser des terres agricoles en étant à un quart de mille d'une étable ou d'une ferme. Mais dans des villages cela pourrait être dangereux. Mon intention n'est pas de dénigrer les petites villes en disant qu'elles n'y connaissent rien, mais leurs habitants seraient très inquiets qu'un pipe-line soit situé trop près. Est-il prévu qu'un avis soit envoyé aux agglomérations pour dire qu'on a l'intention d'installer un pipe-line?

L'honorable sénateur Olson: Je pourrais répondre de façon plus précise en ce qui concerne les autorités municipales. Il est évident que tout propriétaire doit être averti d'avance du tracé exact qui a été fixé. On me fait savoir qu'en vertu de l'alinéa 29.3(1)(b), il est nécessaire de publier un avis dans une publication largement diffusée dans la région. M. MacDonald pourrait peut-être nous donner des renseignements à ce sujet. Est-il aussi prévu d'aviser les autorités municipales?

M. Alan R. MacDonald, avocat-conseil, Direction du contentieux, Office national de l'énergie: Non, rien n'a été spécialement prévu pour cela. Nous avons pensé que si un pipe-line traverse une municipalité, il traverse aussi des terrains, par exemple, l'emprise des routes, qui lui appartiennent.

Le sénateur Yuzyk: Des parcs?

M. MacDonald: Oui, par exemple. Comme première étape, en vertu de l'article 74 de la loi, la compagnie d'un pipe-line doit signifier un avis, à chacun des propriétaires dont le terrain peut être pris, et nous avons pensé qu'il serait exceptionnel qu'une municipalité dont les terres sont traversées par le pipe-line ne figure pas dans cette rubrique. Comme l'a indiqué le ministre, à une étape ultérieure, lorsque l'Office devra examiner le tracé détaillé du pipe-line, il est prévu que la compagnie signifie des avis à tous les propriétaires des terrains qui vont être pris. En outre, des avis doivent être publiés dans les journaux locaux pour avertir d'autres personnes, auxquelles un avis n'a peut-être pas été signifié, de l'existence de la demande d'approbation du tracé détaillé du pipe-line.

Il est rare, à notre avis, qu'une municipalité ne soit pas au courant de l'intention de la compagnie de pipe-line. Elle représenterait une partie ayant des intérêts suffisants pour être

[Text]

into approval of the detailed route, and they could express objections at that point. Also, in most cases they would be an owner and would be entitled to compensation if the route were approved nonetheless.

Senator Guay: Mr. MacDonald, on several occasions you used the words "land taken" or "land to be taken". Sometimes the land may not be taken at all, yet there may be a subdivision, a very heavily populated area, on each side of a park which is not very wide, which prompts my next question. Is there provision within the bill whereby a pipeline going through a populated area has to be a certain distance from the residential area? In other words, is there a provision saying that no pipeline will be built within, say, 500 feet from any residential area, or whatever distance is necessary to safeguard the interests of the populated area, in case something happens? I hope nothing will ever happen, but we must consider the possibility.

Hon. Senator Olson: As has been pointed out, adequate notice is going to be given within every subdivision, which is the term you have used, in an area, before the detailed route is approved by the National Energy Board. I do not think there are specific provisions set out in the act as to how many feet the pipeline has to be away from certain structures, whether it be homes, businesses or anything else. Certainly the National Energy Board would, at the hearing and in consideration of what it was going to approve, take those matters into account.

Senator Guay: Then a municipal body could object strongly to a pipeline going through, say, a park within their populated area. Even if it were on the outskirts of the heavily populated area, those living there may say, "We would like you to go around the area." I am sure the National Energy Board would take that into consideration.

Hon. Senator Olson: Certainly.

Senator Guay: They would force their way through just the same.

Hon. Senator Guay: It's not a question of forcing their way through. They would have to make their argument before the National Energy Board, and I guess also in some cases, at a public hearing in the region to stop development.

Senator Guay: Are my fears well grounded? I should like to follow that up. I am very concerned about any pipeline going through a populated area unless it is at a safe distance. I am even concerned about a pipeline going too close to a farmer's place, even though that may be the direction in which the pipeline is going. If it is the man's residence, where he may have been for many years, I question the pipeline company's right to go through, to say they are going to put their pipe relatively close to the man's residence. That is what I question. I like the bill. I was among those who worked out the bill originally, but I am now thinking of safeguarding people's

[Traduction]

entendue par l'Office lors de l'audience relative à l'approbation du tracé détaillé du pipe-line, et elle pourrait à ce stade présenter des objections. De plus, dans la plupart des cas, les municipalités sont propriétaires des terrains et elles auraient donc droit à une indemnité si le tracé était approuvé malgré leur opposition.

Le sénateur Guay: Monsieur MacDonald, à plusieurs reprises, vous avez parlé de «terrain pris» au lieu de «terrain à prendre». Parfois, les terrains peuvent ne pas être pris du tout et pourtant, il peut y avoir une subdivision, une agglomération à la population très dense de chaque côté d'un parc qui n'est pas très étendu, et c'est ce qui appelle ma question suivante. Ce projet de loi prévoit qu'un pipe-line traversant une région peuplée doit en être situé à une certaine distance? En d'autres termes, est-il prévu qu'aucun pipe-line ne doit être construit par exemple à 500 pieds ou à une distance suffisante d'une zone résidentielle afin de protéger la population en cas d'accident? J'espère qu'il ne s'en produire pas, mais il faut envisager cette possibilité.

L'honorable sénateur Olson: Comme on l'a fait remarquer, je pense qu'un avis adéquat va être donné dans chaque subdivision, je cite le terme que vous avez utilisé, dans la région, avant que le tracé détaillé ne soit approuvé par l'Office national de l'énergie. Je ne pense pas que le projet de loi fixe de façon précise la distance qui doit séparer le pipe-line de certaines structures, qu'il s'agisse de maisons, d'usines etc. De toute évidence, au cours de l'audience, en examinant ce qu'il doit approuver, l'Office national de l'Énergie tient compte de ces aspects.

Le sénateur Guay: Une municipalité pourrait donc s'opposer vigoureusement à ce qu'un pipe-line traverse, par exemple, un parc situé dans une région habitée; même s'il se situait à la lisière d'une agglomération à la population très dense les résidents pourraient fort bien dire qu'ils préféreraient qu'il contourne cette région. Je suis persuadé que l'Office national de l'Énergie en tiendrait compte.

L'honorable sénateur Olson: Certainement.

Le sénateur Guay: Mais la compagnie réussirait quand même à imposer son tracé.

L'honorable sénateur Olson: Il ne s'agit pas d'imposer un tracé. La compagnie devra présenter son point de vue devant l'Office national de l'énergie, et sans doute aussi, dans certains cas, lors d'une audience publique tenue dans la région pour faire opposition au projet.

Le sénateur Guay: Mes préoccupations sont-elles fondées? Je voudrais suivre cette question jusqu'au bout. Il ne faudrait surtout pas qu'un pipe-line traverse une région habitée sans se trouver à une distance qui garantisse la sécurité des résidents. En fait, il ne faudrait pas non plus, selon moi, qu'il se situe trop près d'une ferme, même si c'est la direction qu'il emprunte. Si un fermier vit dans une ferme depuis plusieurs années, je ne pense pas que la compagnie de pipe-line ait le droit de traverser ses terres ni de prétendre avoir l'intention d'installer les canalisations relativement près. C'est à cela que je m'oppose. J'apprécie le projet de loi. J'étais parmi ceux qui

[Text]

interests, and their privilege to object, not only for the sake of objecting but in order to ensure that safety measures be taken.

Hon. Senator Olson: I think the reply to that is that under the amendments provided by this bill the requirement for notice, and indeed the opportunity to file objections, to have hearings and so on, is greatly enhanced over what we had before.

Senator Guay: I know that.

Hon. Senator Olson: I have a problem in answering your questions specifically. I think you are trying to anticipate what the decision of the board might be in taking all of these things into account. I might also say that pipeline companies generally try to avoid creating these kinds of problems, but there may be circumstances where, to deliver the gas to supply the area's needs, the pipeline would have to come closer. By and large, it would be in the interests of the pipeline company, as well as the National Energy Board's consideration, to avoid these problems. Under this bill the opportunity to have the kind of hearing and consideration that you have described is greatly enhanced.

The Chairman: Honourable Senators, I should like to welcome the Honourable Member for Medicine Hat in the House of Commons, Mr. Bert Hargrave. If you have any questions, Mr. Hargrave, feel free to ask them.

Senator Williams: Will the phrase used by Senator Guay involve and include an Indian reserve as a populated area?

Hon. Senator Olson: Certainly the Indian band council, or whoever is responsible for the ownership and control of that land, would be given notification as described in the bill. There is no question about that.

Senator Williams: Your answer is that in due course Indian bands will be notified?

Hon. Senator Olson: Not in due course exactly. It could be in due course, but certainly in advance of the route being approved by the National Energy Board.

Senator Thériault: Do those mentioned here include provincial governments holding land?

Hon. Senator Olson: I guess yes. I am not sure that provincial governments are specifically identified in the bill.

Senator Thériault: That is why I ask.

Hon. Senator Olson: Obviously the pipeline company has to make an arrangement or agreement with the provincial government respecting those lands, and I am sure they would have to be notified.

[Traduction]

y avaient travaillé au départ, mais maintenant je cherche à protéger les intérêts du public; je pense que les gens ont le droit de présenter des objections, non seulement sur le plan théorique, mais aussi concrètement, pour être sûr que des mesures de sécurité sont prises.

L'hon sénateur Olson: Pour vous répondre, je dirais qu'en vertu des modifications qu'apporte ce projet de loi, la nécessité de signifier des avis, voire la possibilité de faire connaître des objections, de tenir des audiences, etc., est bien plus grande qu'auparavant.

Le sénateur Guay: Je le sais bien.

L'honorable sénateur Olson: Il m'est difficile de répondre à vos questions avec précision. Vous essayez de prévoir quelle décision l'Office pourrait prendre s'il tient compte de toutes ces choses. Les compagnies de pipe-line essaient en général dans la mesure du possible, d'éviter de créer ce genre de problème mais il peut y avoir des circonstances dans lesquelles, pour approvisionner une région en gaz naturel, un pipe-line doit être assez rapproché mais dans l'ensemble, je pense qu'il serait dans l'intérêt de la compagnie de pipe-line d'éviter ces problèmes, et l'Office national de l'Énergie devrait en tenir compte. Grâce à ce projet de loi, la possibilité de tenir ces audiences et d'examiner la situation que vous avez décrite est bien plus grande.

Le président: L'honorables sénateurs, je voudrais souhaiter la bienvenue à l'honorable député de Medicine Hat à la Chambre des communes, M. Bert Hargrave. N'hésitez pas à poser des questions, monsieur Hargrave.

Le sénateur Williams: L'expression utilisée par le sénateur Guay inclut-elle les réserves indiennes dans les régions à forte densité de population?

L'honorable sénateur Olson: De toute évidence, un avis sera envoyé au conseil de bande, ou à tout organisme responsable de la propriété et du contrôle de ce territoire, comme le prévoit le projet de loi. Cela ne fait aucun doute.

Le sénateur Williams: Votre réponse est donc que les bandes indiennes seront avisées en temps opportun?

L'honorable sénateur Olson: Pas exactement en temps opportun. Cela pourrait être le cas, mais de toute façon, elles le seront sûrement avant que le tracé n'ait été approuvé par l'Office national de l'énergie.

Le sénateur Thériault: Les gouvernements provinciaux qui détiennent des terres font-ils partie des propriétaires mentionnés dans la loi?

L'honorable sénateur Olson: Je crois que oui. Mais je ne suis pas sûr que les gouvernements provinciaux soient nommés dans ce projet de loi.

Le sénateur Thériault: C'est pour cela que je pose la question.

L'honorable sénateur Olson: De toute évidence, la société de pipe-line doit conclure un accord ou une entente avec le gouvernement provincial en ce qui concerne ces terres, et je suis certain qu'il devrait être avisé.

[Text]

Senator Thériault: I am not worried about that. I was thinking of the other aspect, if the provincial government wanted to delay. In my own province you don't travel any great distance without crossing crown land. What rights of exportation or entry are there with respect to provincial government owned land or crown land? Do the rights of the company and the board apply to provincial government as they do to corporations or municipalities?

Hon. Senator Olson: I think we are getting into a question of paramountcy of jurisdiction, and I am not sure that I want to try to give you an answer on any legal interpretation in that respect. In my view, subject to different legal interpretations, the authority to acquire the necessary land, after the detailed route has been certified, applies to all land along that route, whether it be crown land, provincially owned or in individual ownership.

Mr. MacDonald: Perhaps I could expand on that. There is also provision in section 65 of the present act that where a pipeline company wishes to take any crown land they must get the approval of the Governor in Council, which is to say the federal cabinet. If a province seriously opposed the pipeline route, the major remedy would be a political remedy. I believe there is case law with respect to railways, that the provinces cannot block a federal undertaking. However, it would be a rare situation where the wishes of a province would not be respected by the federal cabinet.

Senator Thériault: In other words, you are saying that if a province were opposed to a pipeline, period, it could use its ownership of land to prevent the pipeline going through?

Mr. MacDonald: I'm not a constitutional expert, but I believe there is case law that the federal government could push the pipeline through over the objections of a province. I am not even sure what the constitutional case law is or what the circumstances were. It may just have been an observation. It certainly has not occurred in relation to a pipeline company that a province has opposed a pipeline absolutely, so the question has never come to a test. As I say, the provisions of the act do require that the federal cabinet give the pipeline company the authorization before they can take even provincial crown land. Naturally, the pipeline company itself will have an interest in maintaining good relations with any province.

Senator Adams: My question is related to the environment. We are talking not only about landowners in the territories, but people living off the land. What about crown land in the Yukon and Alaska area? After the bill has been passed I do not think people in the communities there will have much say.

Hon. Senator Olson: With respect to the Alaska Highway pipeline now under way, there is a very elaborate set of rules,

[Traduction]

Le sénateur Thériault: Ce n'est pas ce qui m'inquiète. Je songe à l'autre aspect, à savoir si le gouvernement provincial veut retarder le projet. Dans ma propre province, il ne faut pas aller loin pour traverser des terres de la Couronne. Quels droits d'expropriation ou d'accès existent à l'égard des terres appartenant au gouvernement provincial ou à la Couronne? Les droits d'une compagnie et d'un conseil s'appliquent-ils au gouvernement provincial comme aux sociétés ou aux municipalités?

L'honorable sénateur Olson: Je crois que nous touchons la question de la primauté des domaines de compétence, et je ne suis pas certain de vouloir vous donner une interprétation juridique à ce sujet. À mon avis et sous réserve de différentes interprétations juridiques, le pouvoir d'acquérir les terres nécessaires, après l'obtention d'un certificat de tracé détaillé, s'applique à toutes les terres longeant ce tracé, qu'il s'agisse de terres de la Couronne, de terres appartenant à la province ou à un particulier.

M. MacDonald: Je pourrais peut-être vous donner de plus amples détails. L'article 65 de l'actuelle loi prévoit aussi que lorsqu'une société de pipe-line souhaite acquérir des terres de la Couronne, elle doit obtenir l'autorisation du gouverneur en conseil, c'est-à-dire du Cabinet fédéral. Si une province s'opposait fermement au tracé d'un pipe-line, son principal recours serait politique. Je crois que la jurisprudence en matière de chemins de fer prévoit qu'une province ne peut faire obstacle à une entreprise fédérale. Cependant, le Cabinet fédéral passerait rarement outre aux vœux d'une province.

Le sénateur Thériault: En d'autres termes, vous dites que si une province s'opposait à la construction d'un pipe-line, elle pourrait invoquer sur droit de propriété des terres pour en empêcher la construction?

M. MacDonald: Je ne suis pas expert en droit constitutionnel, mais je crois que conformément à la jurisprudence, le gouvernement fédéral pourrait autoriser la construction d'un pipe-line malgré les objections d'une province. Je ne suis pas certain de ce que prévoit la jurisprudence constitutionnelle, ni de ce qu'étaient les circonstances. Il a pu s'agir d'une simple observation. Aucune province ne s'est opposée catégoriquement à la construction d'un pipe-line par une société, alors la question n'a jamais été réglée. Comme je l'ai dit, les dispositions de la loi stipulent que le Cabinet fédéral doit donner l'autorisation à la compagnie de pipe-line avant qu'elle ne puisse s'approprier des terres de la Couronne appartenant à une province. Naturellement, il me semble que la société de pipe-line elle-même peut avoir intérêt à entretenir de bonnes relations avec une province.

Le sénateur Adams: Ma question porte sur l'environnement. Nous parlons non seulement des propriétaires fonciers des territoires, mais des personnes pour qui la terre est leur moyen de subsistance. Qu'en est-il des terres de la Couronne au Yukon et en Alaska? Je ne crois pas que les habitants de ces régions aient grand-chose à dire après l'adoption du projet de loi.

L'honorable sénateur Olson: Pour ce qui est du pipe-line de la route de l'Alaska déjà en construction, il existe une série très

[Text]

and indeed procedure leading up to satisfying the environmental terms and conditions involved. I do not believe that Bill C-60 or amendments to the National Pipeline Act specifically set down the more detailed rules that were established under the Northern Pipeline Act. I am confident that environmental considerations will be taken into account. Indeed, I believe it is fair to say that the environmental laws we now have in Canada will apply to pipeline construction projects in the future. I would suggest that the more specific terms in the Northern Pipeline Act are somewhat more detailed, and indeed spelled out more precisely, than the general terms. Certainly the environmental rules and regulations obviously apply to any pipeline that may be built under federal jurisdiction.

Senator Adams: In the high Arctic, on finding gas offshore they will want to build a pipeline under the water. I think something different from Bill C-60 will be required to deal with that.

Hon. Senator Olson: That is right. When an application is received for that kind of construction, there would be more specific and detailed rules set up for those projects as they come along. It is not provided for in these amendments.

The Chairman: Mr. Minister, two questions were raised in the House of Commons, and the Minister of Energy, Mines and Resources at that time gave an undertaking that they would be reviewed by us. I would like to place them on the record. They were raised by the Honourable Member for Red Deer, Mr. Towers. Referring to section 73(1)(a)(iii) he said:

... we find that "the inspection, maintenance or repair of the pipeline" shall be considered for reimbursement. There is one word that has been left out ... the word "operations".

Would you care to answer that?

Mr. MacDonald: The word "operations" has not been included there, and perhaps it should have been for greater clarity. The word "operations" is used elsewhere in the bill. I guess there is the possibility that this could be taken to mean something different from the general term "operations" as it is used elsewhere. However, I would suggest that there is room for this section to be interpreted more broadly than would appear on its face, and to be taken to include within the ambit of this bill all damage that might arise out of the operation of a pipeline.

My reasons for saying that are, in the first place the opening words of subsection 73(1), which refer to

... all damage caused by the pipeline of a company or anything carried by the pipeline.

These are very broad words, which were intended to encompass any damage caused to a landowner by the presence of a pipeline and the operation of it, or even from contents of the pipeline escaping. The subsequent words do appear to limit those foregoing words, but the emphasis was on those initial words. I do not think the limitation itself is too serious, because the items that are mentioned are probably the major

[Traduction]

complexe de règlements, et, en fait, des procédures d'élaboration de modalités environnementales satisfaisantes. Je ne crois pas que le bill C-60 ou les modifications à la Loi sur le pipe-line du Nord fixant des règles plus détaillées que celles déjà prévues dans la Loi elle-même. Je suis convaincu qu'on tiendra compte des répercussions environnementales. En fait, je crois qu'il est juste de dire que les lois canadiennes en matière d'environnement s'appliqueront à l'avenir aux projets de construction de pipe-lines. Je crois que les dispositions particulières de la Loi sur le pipe-line du Nord sont un peu plus détaillées. Les règlements en matière d'environnement s'appliquent évidemment à tout pipe-line qui pourra être construit sous l'autorité fédérale.

Le sénateur Adams: Dans le Grand Nord, on voudra construire un pipe-line sous-marin dès qu'on découvrira du gaz au large des côtes. Je crois que le bill C-60 ne suffira pas et qu'il faudra adopter une loi distincte.

L'honorable sénateur Olson: Vous avez raison. Des règles plus précises et plus détaillées régissant ce genre de construction seront élaborées au fur et à mesure de la réception des demandes. Les pipe-lines sous-marins ne sont pas visés par ces modifications.

Le président: Monsieur le ministre, deux questions ont été posées à la Chambre des communes, et le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources s'est engagé, à cette époque, à nous permettre de les étudier. J'aimerais qu'elles soient versées au compte rendu. Elles ont été posées par l'honorable député de Red Deer, M. Towers. A propos du sous-alinéa 73(1)(a)(iii), il a dit:

... nous notons que «l'inspection, l'entretien ou la réparation du pipe-line» pourront donner lieu à une indemnisation. Un mot a été omis, à savoir «opérations».

Voulez-vous répondre?

M. MacDonald: Le terme «opérations» n'a pas été inclus et il aurait peut-être dû l'être pour plus de précision. Ce terme apparaît ailleurs dans le projet de loi. Il est possible, je crois, qu'on donne à cette disposition une interprétation différente de celle du terme «opérations» utilisé ailleurs. Cependant, j'estime qu'il est possible que cet article soit interprété de façon plus large et qu'on juge qu'il inclut, dans le cadre de ce projet de loi, tous les dommages découlant de l'exploitation d'un pipe-line.

Je dis cela, d'abord parce que l'introduction au paragraphe 73(1) fait état de

... dommages causés par le pipe-line d'une compagnie ou par ce qui est transporté par celui-ci.

C'est là un libellé très large visant à inclure tous les dommages subis par un propriétaire foncier du fait de la présence d'un pipe-line et de son exploitation, ou même de l'écoulement du produit transporté par ce pipe-line. Les termes qui suivent semblent limiter ce qui précède, mais l'accent est mis sur les premiers mots de l'article. Je ne crois pas que la limite elle-même soit trop restrictive puisque les éléments qui y sont

[Text]

items that would ever cause damage to a landowner, given that we have covered by the above the possibility of spills occurring.

Furthermore, not to dwell too long on this, there are other sections later in the act that deal in more detail with the items that shall be taken into account by an arbitration committee, with the sorts of damage that are to be compensated. For instance, section 75.1 definitely includes the word "operations" and contemplates a very broad range of damage that could be caused by operations of a pipeline company.

I therefore think that in construing section 73 a court would have regard to those other sections, would have regard to the very broad opening words of section 73, and would have regard to the provisions of the Interpretation Act of Canada, which states that remedial legislation—which I believe this is—shall be given such broad and liberal construction as will best obtain its objects. Overall, the provisions of the bill make it perfectly clear that the operations of a company in total are intended to come within the compensation procedures.

The Chairman: Honourable senators, the minister has to leave now. On your behalf, I should like to thank him for sparing the time to come here.

Senator Williams: Will the fact that the word "operations" is missing, or assumed to be missing, be of any benefit or use to a landowner who goes to court to get a decision?

Mr. MacDonald: I take it you mean, if it were inserted would the landowner be better off?

Senator Williams: The word is not there. We are only assuming it could be the word "operations".

Mr. MacDonald: I must say that if the word were there it would eliminate the possibility that the court might construe this subsection narrowly so that the procedures regarding compensation, by which I mean the jurisdiction of the arbitration committee to determine the compensation and so on, might be held not to apply to some particular aspect of the operation of a pipeline that was not "inspection, maintenance or repair". Not being all that familiar with the actual operation of a pipeline, I have difficulty in thinking of an operation of a pipeline that would not be of that nature, that being of course one that causes damage. The major ones are inspection, maintenance or repair. To answer the question directly: If the word "operations" were included in there, it might provide some additional certainty that no operation of a company that caused damage would be excluded from the operation of this act.

Senator Williams: Not being there, it could be useless. Assuming the word "operations" is missing, it is useless to a landowner.

Senator Guay: If I might interrupt, the word "operations" occurs later in another section. On page 13, section 75.2(3)(b) says:

... the damages suffered as a result of the operations of the company first occurred.

[Traduction]

mentionnés sont sans doute ceux qui risqueraient le plus de causer des dommages à un propriétaire foncier, étant donné que nous avons inclus la possibilité de déversements.

En outre, et sans m'étendre là-dessus, d'autres articles de la loi traitent de façon plus détaillée des éléments dont tiendra compte le Comité d'arbitrage et des dommages donnant lieu à indemnisation. Par exemple, l'article 75.1 inclut expressément le terme «opérations» et prévoit une très vaste gamme de dommages pouvant découler des opérations d'une compagnie de pipe-line.

Je crois donc qu'en interprétant l'article 73, un tribunal tiendrait compte des autres articles, de l'introduction très large de l'article 73 étant donné les dispositions de la Loi d'interprétation du Canada qui prévoit que les lois correctives, et je crois que celle-ci en est une, devraient recevoir une interprétation beaucoup plus vaste et libérale afin d'atteindre au mieux leurs objectifs. Au total, les dispositions du projet de loi énoncent clairement que l'ensemble des opérations d'une compagnie doivent être visées par les procédures d'indemnisation.

Le président: Honorables sénateurs, le ministre doit nous quitter maintenant. J'aimerais, en votre nom, le remercier d'avoir consacré une partie de son temps au Comité.

Le sénateur Williams: Un propriétaire foncier qui en appelle aux tribunaux pourra-t-il profiter du fait de l'omission, ou de la présomption d'omission, du terme «opérations»?

M. MacDonald: Vous voulez savoir, je crois, si le propriétaire foncier serait en meilleure position si le terme était inclus?

Le sénateur Williams: Le terme a été omis. Nous ne faisons que supposer que le terme utilisé aurait été «opérations».

M. MacDonald: Je dis simplement que si le terme avait été inclus, cela éliminerait la possibilité qu'un tribunal interprète étroitement cet article en jugeant que les procédures en matière d'indemnisation, et par là j'entends la compétence d'un comité d'arbitrage à déterminer le montant de l'indemnisation, etc., ne s'appliquent pas à un aspect particulier des opérations d'une compagnie de pipe-line autre que «l'inspection, l'entretien ou la réparation d'un pipe-line». Même si je ne suis pas un spécialiste de l'exploitation des pipe-lines, j'ai de la difficulté à imaginer une forme d'exploitation qui ne causerait pas de dommages. Je crois que les principales opérations concernent l'inspection, l'entretien ou la réparation. Pour répondre à la question directement, j'estime que si le terme «opérations» était utilisé, il aurait pour effet d'établir avec encore plus de certitude que toutes les opérations d'une société entraînant des dommages seraient visées par la présente loi.

Le sénateur Williams: Étant donné que le terme «opérations» a été omis, il n'est d'aucune utilité pour un propriétaire de terrain.

Le sénateur Guay: Si je puis vous interrompre, on retrouve le mot «opérations» ailleurs dans le projet de loi. À la page 13, le sous-alinéa 75.2(3)(b) stipule:

... au cours duquel les dommages causés par les opérations de la compagnie ont commencé.

[Text]

It may be in the wrong place, but the word "operations" is there.

Mr. MacDonald: Indeed, the word "operations" is scattered throughout the remaining sections following section 73. The key ones are in section 75.1, which relates to the negotiations proceedings that will precede the arbitration. Also, in the section that specifically deals with what an arbitration committee has to take into account in assessing compensation the word "operations" occurs several times. I was referring to these sections when I mentioned earlier that in construing section 73 a court would have regard to those other sections.

The Chairman: The other question arises on section 75, concerning the matter the committee can take into consideration.

Mr. MacDonald: The market value?

The Chairman: The market value.

Mr. MacDonald: That is section 75.19(2). The point raised was that the definition of "market value" contained in this subsection is tied to the market value of the land at the time the land is taken. The concern expressed was that, since the bill makes provision for a landowner at his option to take periodic payments instead of a single one-time payment for the acquisition of his land, when these payments come to be reviewed each five years after the land is taken the negotiations relating to the amount of compensation payable for the next five years could not take into account the current market value of the land at that time. That concern was raised in the House of Commons and I have not got an answer that says that is not the case. On my reading of this subsection it is true that at a five-year review of periodic payments the arbitration committee would be excluded from considering current market value of the land.

In explaining this particular provision, to tell you the truth, I am at a loss, because this has been taken unchanged from Bill S-12, in which it was subsection 75.12(3). The board is not directly involved in the matter of expropriation and compensation, except in rare instances. We assumed that the Senate had deliberately set the subsection up this way. We saw no reason to change it or interfere with what had been intended. We were not entirely clear what the intention of the Senate had been as to what these reviews would be and we were reluctant to touch it.

Senator Guay: Why would you be reluctant if you have a good suggestion? If we were to ask you what you think it should be, what would you say, notwithstanding what the Senate has done? Are you afraid to contradict the recommendations of the Senate?

Mr. MacDonald: I didn't mean to suggest that, senator, but none of those who participated in the redrafting of the bill was in any way knowledgeable about expropriation. On that aspect of the bill we relied on the experts who were available to the Senate, and—

Senator Guay: I want to clarify one point before we go any further. Are you saying nobody who participated in that

[Traduction]

Le mot n'est peut-être pas utilisé au bon endroit mais il figure dans le projet de loi.

M. MacDonald: En fait, on retrouve le mot «opérations» un peu partout dans les dispositions qui suivent l'article 73. Les dispositions les plus importantes sont celles du paragraphe 75.1 qui concernent les procédures de négociation précédant l'arbitrage. On retrouve également à plusieurs reprises le terme «opérations» à l'article qui décrit les éléments dont un comité d'arbitrage doit tenir compte pour fixer l'indemnité. Je faisais allusion à ces articles lorsque j'ai déclaré que dans son évaluation de l'article 73, un tribunal devait tenir compte de ces autres dispositions.

Le président: L'autre question concerne l'article 75 qui décrit les éléments dont le comité peut tenir compte.

M. MacDonald: La valeur marchande?

Le président: Oui.

M. MacDonald: Il s'agit de l'alinéa 75.19(2). Le point soulevé avait trait au fait que la «valeur marchande» définie à cet alinéa représentait la valeur du terrain au moment où il est pris. Étant donné que le projet de loi laisse au propriétaire du terrain la possibilité d'accepter des versements périodiques au lieu d'un versement global pour l'acquisition de son terrain, et étant donné que ces versements peuvent être rajustés tous les cinq ans après l'acquisition du terrain, il se pourrait que les négociations qui fixent le montant de l'indemnité payable pour les cinq années subséquentes ne tiennent pas compte de la valeur marchande du terrain à ce moment précis. Ce problème a été soulevé à la Chambre des communes et je n'ai pas encore obtenu de réponse satisfaisante. Après lecture de cet alinéa, je conclus que dans le cas où le comité d'arbitrage révisé tous les cinq ans les versements périodiques, il ne peut tenir compte de la valeur marchande des terrains au moment de la révision.

Pour dire la vérité, je ne peux expliquer cette disposition qui figurait textuellement à l'alinéa 75.12(3) du bill S-12. Le comité n'intervient pas directement, sauf rares exceptions, dans les procédures d'expropriation ou d'indemnisation. Nous supposons que c'était bel et bien là l'intention du Sénat. Nous n'avions pas l'intention de nous opposer à ces dispositions. Nous n'étions pas complètement fixés sur l'intention du Sénat à propos de ces révisions et nous hésitions à soulever la question.

Le sénateur Guay: Pourquoi hésitez-vous si vous aviez une suggestion valable à faire? Comment réagiriez-vous si nous vous demandions d'exprimer clairement votre opinion en dépit de ce qu'en dit le Sénat? Avez-vous peur de contredire les recommandations du Sénat?

M. MacDonald: Ce n'est pas ce que je voulais dire, sénateur, mais aucun de ceux qui ont participé à la nouvelle rédaction du projet de loi n'était spécialiste des questions d'expropriation. Pour cet aspect du projet de loi, nous devions nous fier aux experts mis à la disposition du Sénat et...

Le sénateur Guay: J'aimerais apporter une précision avant de continuer. Prétendez-vous qu'aucun de ceux qui faisaient

[Text]

committee that made the recommendation was knowledgeable in regard to negotiations?

The Chairman: No one drafting Bill C-60.

Mr. MacDonald: That is what I meant to say.

Senator Guay: I am sorry I interrupted. You didn't finish your sentence. I stepped in at the wrong time, and I apologise for doing so.

Mr. MacDonald: I was about to say that since we were not experts in expropriation, and since the Senate did have available to it, as I understand it, an expert who participated in the drafting of the bill, we did not feel qualified to take a position on whether this was a good or a bad provision, so we made no changes.

Senator Bielish: In light of the explanation, could we have clarification as to what it does mean now? What is the interpretation of what is there? What is the interpretation of the bill as drafted? You must know now.

Mr. MacDonald: I believe the effect of this subsection will be that, as far as the periodic payments are concerned that a landowner may accept, which are, in the normal course of this bill, subject to review every five years, some limitation will be put on the review they undergo. The periodic payment in, I believe, the initial sense is intended to compensate not only the value of the land that is taken but also other sorts of damage to the landowner, such as interference with his agricultural use of the land or any other use of the land he might have. There is this two-part function of the periodic payments.

At the time of the five-year review, apart from this section there will be complete discretion in the arbitration committee or in the negotiations between the company and the owner to review all of these heads of damage. However, the issue of the market value of land, that part of the periodic payment, as I read subsection (2), will have to be calculated taking into account the value of the land at the time the land was originally taken. In other words, that part of the assessment of compensation will have to be done in the same way that it was done when the land was first taken, and it will not be possible to adjust that calculation to take into account how the value of the land may have fluctuated in the meantime.

Senator Bielish: In other words, if the land were taken today it would be at today's value, and the five-year review would have to do with any damage that has occurred since the time of purchase.

Mr. MacDonald: Yes.

Senator Bielish: If the area has become an industrial area the value of the land has escalated tenfold, does the landowner come back to the board after five years and say, "The value of the land has escalated; therefore I require that price"?

The Chairman: But they could not take that price into consideration.

Mr. MacDonald: On my reading of the bill they would not be able to take that into account.

[Traduction]

partie du Comité qui a soumis la recommandation n'était suffisamment informé en matière de négociations?

Le président: Aucun de ceux qui ont rédigé le bill C-60.

M. MacDonald: C'est ce que je voulais dire.

Le sénateur Guay: Je m'excuse de vous avoir interrompu. Vous n'avez pas fini votre phrase. Je suis intervenu au mauvais moment et je m'en excuse.

M. MacDonald: Je disais qu'étant donné que nous n'étions pas des spécialistes en matière d'expropriation et que le Sénat avait retenu les services d'un expert qui a participé à la rédaction du projet de loi, nous ne nous sentions pas assez compétents pour juger si la disposition était valable ou non et nous n'avons pas apporté de modification.

Le sénateur Bielish: A la lumière de ces explications, pouvez-vous nous dire ce que prévoit exactement le projet de loi dans sa forme actuelle? Vous devez bien le savoir.

M. MacDonald: Je crois que dans les cas où un propriétaire de terrain acceptera des versements périodiques, et le présent projet de loi l'y autorise, à condition que ces versements puissent être rajustés tous les cinq ans, certaines limites sont imposées quant au processus de révision. La formule des versements périodiques est destinée non seulement à exiger de la société la valeur marchande du terrain mais il tient également compte de toutes les autres formes de dommages que le propriétaire pourrait subir; il se peut par exemple que ses opérations agricoles aient été perturbées ou qu'ils ait subi d'autres préjudices. C'est là le double objectif de la formule des versements périodiques.

Au moment de la révision quinquennale, le comité d'arbitrage ou la société qui négocie avec le propriétaire auront toute l'attitude pour évaluer ces dommages. Toutefois, l'alinéa (2) prévoit que la valeur marchande, qui représente une partie des versements périodiques, devra être calculée en tenant compte de la valeur du terrain au moment où il a été acquis. En d'autres termes, l'évaluation de l'indemnité devra se faire de la même façon qu'au moment où le terrain a été acquis et il ne sera pas possible de modifier ces calculs pour tenir compte des fluctuations qui auraient pu survenir entre-temps.

Le sénateur Bielish: Autrement dit, si le terrain était acquis aujourd'hui, il serait acheté à sa valeur actuelle et la révision quinquennale évaluerait les dommages causés depuis la date d'achat.

M. MacDonald: Oui.

Le sénateur Bielish: Le propriétaire d'un terrain qui prendrait une vocation industrielle et dont la valeur serait multipliée par dix pourrait-il, après cinq ans, exiger auprès du comité un prix plus élevé pour ce terrain?

Le président: Le comité ne pourrait pas tenir compte de ce prix.

M. MacDonald: Je crois que le projet de loi ne l'y autoriserait pas.

[Text]

Senator Bielish: So what will the review do for the landowner?

Mr. MacDonald: It will be permissible to reassess the damage that has actually been caused the landowner. For instance, if the productivity of his land has not returned to what it was before the pipeline company built the line, that can be reassessed. If any other sorts of damage that were anticipated and were evaluated in advance, at the time of the initial taking, have since turned out to be greater or less than was originally anticipated, there can be an adjustment for that, and possibly some allowance can be made for other heads of damage that turned out to be greater. If you look at subsection 75.19(1), all these various items are to be taken into account by an arbitration committee in determining compensation. There is loss of use of the land taken, adverse effect on other lands of that owner, and nuisance, inconvenience and noise. All those can be re-evaluated and payment for them can be either increased or decreased, depending on the result of the re-evaluation.

Senator Bielish: Paragraph (a) says:

the market value of the lands taken by the company.

The market value five years hence could be much more than five years ago.

The Chairman: "Market value" is defined in subsection 75.19(2), which says:

For the purpose of paragraph (1)(a), "market value" is the amount that would have been paid for the lands if, at the time of their taking, they had been sold.

What you are saying, Mr. MacDonald, is that appreciation of the land value would not be taken into consideration by the arbitration committee at the review stage.

Mr. MacDonald: That is correct.

The Chairman: I do not think that was the intention of the committee.

Senator Guay: I must be in the mood for argument. I disagree entirely with it, although I recall we discussed it. By the way, I don't like expropriation. Let me give an example. If a city wants to put a drainage pipe through my back lot they expropriate my land whether I want it done or not. They can say, "You can't build a garage there. You can't even make a garden out of it." I don't give a damn about the value of the land then; it has caused me a certain hardship. I am thinking of a farmer who, I would suggest, would not normally sell the strip of land in question on the open market. He would be a fool if he did, because he is splitting up his land. Therefore, I am questioning the value on the market at that time. If he does it, he does it in a spirit of co-operation, and collaboration because it is of service to Canada. To me, the fair market price for that land at the time does not compensate that farmer. He will always fear going over that area with machinery. He cannot put up any buildings; he cannot put any bush there if he wants to stop the wind, because the roots may affect the pipe; he has to take certain precautions. There are certain disadvantages over and above consideration of the true value of the land.

[Traduction]

Le sénateur Bielish: Quelle sera l'utilité du processus de révision pour le propriétaire du terrain?

M. MacDonald: Elle permettra de réévaluer les dommages causés. Par exemple, le comité pourra déterminer si un terrain est aussi productif qu'il l'était avant que l'entreprise ne construise le pipe-line. Il pourra y avoir rajustement dans les cas où les dommages prévus et évalués au moment où le terrain a été acquis sont plus ou moins élevés après une certaine période et des indemnités additionnelles ou réduites pourront être prévues à cette fin. L'alinéa 75.19(1) décrit les divers éléments dont un comité d'arbitrage doit tenir compte pour fixer l'indemnité. On y parle de la perte de la jouissance des terrains, de l'incidence nuisible sur le reste des terrains du propriétaire, de la contrariété, de l'inconfort et du bruit. Une nouvelle réévaluation peut être effectuée et les versements initialement prévus peuvent être haussés ou réduits.

Le sénateur Bielish: Le sous-alinéa a) parle de:

«la valeur marchande des terrains pris par la compagnie;»
Cette valeur peut augmenter considérablement en cinq ans.

Le président: L'alinéa 75.19(2) définit la «valeur marchande» de la façon suivante:

Aux fins de l'alinéa (1)a), la «valeur marchande» est la somme qui aurait été obtenue pour les terrains si, au moment où ils ont été pris, ils avaient été vendus . . . »

Vous sous-entendez donc, monsieur MacDonald, que le comité d'arbitrage ne tiendrait pas compte de la valeur à l'étape de la révision.

M. MacDonald: C'est exact.

Le président: Je ne crois pas que ce soit là l'intention du comité.

Le sénateur Guay: Il se peut que je sois d'humeur querelleuse mais je ne suis absolument pas d'accord avec ce que vous dites même si je me souviens d'en avoir discuté. Incidemment, je ne suis pas en faveur des expropriations. Par exemple, si la municipalité veut installer un tuyau de drainage dans ma cour, elle exproprie mon terrain, que je le veuille ou non. Elle m'interdirait d'y construire un garage ou d'y aménager un potager. Je me soucie peu de la valeur du terrain mais je subis un certain préjudice. En temps normal, ne vendrait pas le terrain en question sur le marché libre. Ce serait une folie de le faire, parce qu'il diviserait ainsi sa terre. Par conséquent, je mets en doute la valeur marchande à ce moment-là. S'il le fait, c'est dans un esprit de coopération et de collaboration parce qu'il veut ainsi servir le Canada. A mon avis, le prix équitable du marché à ce moment-là ne constitue pas une indemnité pour l'agriculteur. Il craindra toujours de travailler cette terre avec des machines. Il ne peut pas y construire des bâtiments; il ne peut pas y faire pousser d'arbustes pour couper le vent, parce que les racines pourraient endommager la canalisation; il doit prendre des précautions. Il y a certains inconvénients à considérer outre la valeur réelle du terrain.

[Text]

I would say it is not an asset. I realise, of course, that in some instances the annual compensation to farmers is over and above that. Subsection (2) says, in effect, "We will give him market value in the amount that would have been paid if the land had been sold." If I were the farmer I would say, "I would never sell it, so how can you put a price on it? I wouldn't want to sell that part of my land", particularly if it goes right through the middle of his half section or any farmland that he owns.

I don't want to cause any delay, but if we had time I would say that a certain valuation on fair compensation should be placed upon that restricted area through which the pipeline would go on the farmer's land, 150 or 200 feet wide. We should say to that farmer, "We think you are entitled to more compensation than just fair market value." I am putting that on the record, because even if Tom Jones said, "I know the fair market value of my land is \$1,000 an acre", in all sincerity Jones would really say, "I don't want to sell that land to you for \$1,000 an acre. I wouldn't sell it to you for \$5,000 an acre." Notwithstanding that, in comes arbitration, they go to the fair market value of that land and the pipeline goes through. I would say that then he was not properly compensated by giving him the market value of the whole land at that particular date. I just thought I would make that point.

The Chairman: I can only say that is not the only thing they take into consideration. There are other items listed, such as nuisance and adverse effect. Market value is one item.

Senator Guay: But that is where they base it. We can argue that. Somebody said a little while ago, "We don't know a thing about arbitration." I do know something about arbitration where it hurts. I know that if they put fair market value on a piece of land, that is not compensation. They are committed to fair market value. Can you show me one other thing they will give the farmer over and above this, other than tax relief and things like that?

The Chairman: They take into consideration fair market value, they take into consideration the loss of use to the owner of the lands taken, the adverse effect of taking the lands, the nuisance, the inconvenience and noise. They take all those into consideration.

Senator Riley: This is at the time of expropriation.

The Chairman: At the time of taking.

Senator Guay: Notwithstanding that, the farmer would say, "Under normal conditions I would not sell that piece of land." I don't think anyone wants to have a pipe, whether it be a sewer pipe or an oil pipe, going through his land, or a gas line for that matter. On another section we were talking about certain damage. You never know; the thing could blow up. I just want to put on the record that in this particular case I do not think market value is sufficient compensation to the farmer for going through his land, notwithstanding those other things you have mentioned. That is only one opinion.

[Traduction]

Je dirais que ce n'est pas un bien. Je sais évidemment que, dans certains cas, l'indemnité annuelle aux agriculteurs excède cela. Le sous-alinéa (2) dit en effet: «Nous lui verserons la somme qui aurait été obtenue pour le terrain si, au moment où ils ont été pris, ils avaient été vendus sur le marché libre.» Si j'étais agriculteur je dirais: «Je ne le vendrai jamais, alors comment en fixer le prix? Je ne voudrais pas vendre cette partie de mon terrain, particulièrement si la canalisation le traverse ou tout autre terre agricole qu'il possède.

Je ne veux pas retarder les délibérations, mais si nous avions le temps je dirais qu'il faudrait évaluer une indemnité équitable pour le secteur réservé à la construction du pipe-line, d'une largeur de 150 ou 200 pieds, qui traverse la terre d'un agriculteur. Je dirais à cet agriculteur: «Nous sommes d'avis que vous avez droit à une indemnité plus élevée que la simple valeur marchande». Je veux que cela soit inscrit au compte-rendu par ce que, même si Tom Jones a dit: «Je sais que la valeur marchande de ma terre est \$1,000 l'acre», en réalité, il dirait: «Je ne veux pas vous vendre cette terre à \$1,000 l'acre. Je ne la vendrais pas pour \$5,000 l'acre.» Malgré cela, il y a arbitrage, on fixe la valeur marchande de la terre et le pipe-line traverse cette terre. Je suis d'avis qu'en lui versant la valeur marchande de sa terre à cette date, on ne lui a pas donné une indemnité équitable. Je voulais simplement mettre les choses au point.

Le président: Je puis simplement ajouter que ce n'est pas la seule chose dont ils tiennent compte. Il y a d'autres aspects, comme les inconvénients et les effets nuisibles. La valeur marchande n'est qu'un des aspects.

Le sénateur Guay: Mais c'est sur quoi ils se basent. «Nous ne connaissons rien de l'arbitrage.» Je sais que l'arbitrage peut causer beaucoup de tort. Je sais que si l'on attribue une valeur marchande à un terrain, cela ne constitue pas une indemnisation. Ils s'engagent à verser une valeur équitable. Pouvez-vous me citer un autre exemple de ce qu'ils donnent à l'agriculteur, outre le dégrèvement fiscal et autres choses du genre?

Le président: Ils tiennent compte de la juste valeur marchande, de la perte d'utilisation des terres qui sont prises pour le propriétaire, des effets nuisibles, des ennuis, des inconvénients et du bruit. Ils tiennent compte de tout cela.

Le sénateur Riley: C'est au moment de l'expropriation.

Le président: Au moment où ils en prennent possession.

Le sénateur Guay: Malgré cela, l'agriculteur pourrait dire: «Dans des conditions normales, je ne vendrais pas ce terrain». Je ne crois pas que quiconque aimerait voir une canalisation traverser sa terre que ce soit pour les égouts ou le pétrole ou un gazoduc. Lors de l'étude d'un autre article, nous avons parlé de certains dommages. On ne sait jamais; cela pourrait exploser. Je veux simplement inscrire au compte-rendu que, dans ce cas particulier, je ne crois pas que la valeur marchande constitue une indemnisation suffisante pour l'agriculteur dont la terre sera traversée par un pipe-line, même en tenant compte des autres aspects que vous avez mentionnés. C'est simplement une opinion.

[Text]

Senator Williams: My colleague has touched on some of the points I was going to raise, but there is one question I want to ask with respect to the word "damage." Can escalation of the value of land over the course of time be considered as a damage?

Mr. MacDonald: I think most people would be happy to have it happen.

Senator Williams: As it is spelled out in the act at the moment, it seems that the landowner cannot get the benefit of the escalation of the value of his land. I could be entirely wrong, but my thinking is that the escalation of value could be referred to as damage, but that may not be the case in law.

Mr. MacDonald: I would not think that is so. There is provision in paragraph (c) of subsection 75.19 (1) with respect to:

the adverse effect of the taking of the lands by the company on the remaining lands.

That will be taken into account, but I think I see what you are getting at.

Senator Williams: My question is very simple. Can escalation of value to the landowner or the previous landowner in the course of time be classified as damage?

Mr. MacDonald: I don't think so in law, no.

Senator Williams: That is what I am scared about.

Senator Thériault: It is unusual for me to take the position I am about to take. There is an eternal argument that I presume will never be settled, between the public good and private compensation. Not having been a member of the committee at the time, I would presume that the philosophy behind this is that utilities, either public or private, have to have some advance knowledge of how much this may cost them five years down the road in order to set the prices of the commodities they are going to sell or serve to the public. Generally speaking, public utilities get an easement for a power line or a telephone line for X number of years—

Senator Guay: It's not an easement.

Senator Thériault: . . . in order to go before public utilities commissions to set prices. I wasn't here at the time, but I would assume the philosophy behind this kind of legislation is to provide some protection for the consumer who will use the gas that will go through that pipeline in the long-run. The way cities and towns are now expanding, one can easily foresee that a pipeline may be put in two miles, or even five miles, away from a city and five years down the road there may be a development there which may increase the value of the land a hundredfold, which could throw out the whole perspective of long-range supplies to the consumer. I would assume that is the philosophy behind this legislation. I am all in favour of the farmer or anybody else getting proper compensation, but I also feel that there has to be some protection for the public, and that is what I assume is the philosophy behind this legislation.

Senator Guay: I don't disagree, because under my interpretation of expropriation the company becomes the owner of the

[Traduction]

Le sénateur Williams: Mon collègue a abordé certaines des questions que j'allais poser, mais il y en a une que je veux poser en ce qui concerne le terme «dommages». L'augmentation de la valeur du terrain au cours des années peut-elle être considérée comme un dommage?

M. MacDonald: Je pense que la majorité des gens s'en réjouirait.

Le sénateur Williams: Selon le libellé actuel de la loi, il ne semble pas que le propriétaire du terrain puisse tirer avantage de l'augmentation de valeur de son terrain. Je me trompe peut-être du tout au tout, mais selon moi cette plus-value pourrait être incluse dans les dommages, quoique ce n'est peut-être pas le cas aux termes de la loi.

M. MacDonald: Je ne le crois pas. L'alinéa c) du par. 75.19 stipule à cet égard:

l'incidence nuisible que la prise des terrains par la compagnie peut avoir sur le reste des terrains du propriétaire.

La loi tient compte de cet aspect; néanmoins, je crois comprendre ce que vous voulez dire.

Le sénateur Williams: Ma question est très simple. Est-ce que l'augmentation de valeur du terrain pour le propriétaire ou pour le propriétaire précédent peut-être considérée comme un dommage?

M. MacDonald: Pas en droit, je ne le crois pas.

Le sénateur Williams: C'est ce qui m'inquiète.

Le sénateur Thériault: Il est rare que j'adopte la position que je vais prendre. Il existe un dilemme entre l'intérêt public et l'indemnisation des particuliers qui, je suppose, ne sera jamais résolu. N'ayant pas été membre du comité à l'époque, je suppose que le principe veut que les entreprises de service, publics ou privés, doivent connaître à l'avance ce qu'il leur en coûtera de façon à pouvoir déterminer le prix des services qu'ils vendront ou fourniront au public. En général, les entreprises de services publics obtiennent pour un certain nombre d'années une servitude lorsqu'elles installent une ligne électrique ou une ligne téléphonique . . .

Le sénateur Guay: Il ne s'agit pas d'une servitude.

Le sénateur Thériault: de façon à ce que les Commissions des services publics puissent établir les tarifs. Je ne siègeais pas au sein du comité à l'époque, mais je suppose que le principe dont s'est inspiré cette loi est d'assurer une certaine protection aux consommateurs qui, à long terme, consommeront le gaz acheminé par gazoduc. Au rythme auquel les villes s'étendent, on peut facilement prévoir que, même si un pipe-line est installé à deux milles ou même à cinq milles de la ville, cinq ans plus tard, il y peut y avoir là un projet d'aménagement qui multipliera par cent la valeur des terrains, ce qui risque de bouleverser toute la perspective de l'approvisionnement à distance. Je suppose que c'est là le principe qui a motivé la loi. Je suis d'accord pour qu'un agriculteur ou toute autre personne obtienne une indemnité suffisante, mais je pense qu'il faut aussi veiller à l'intérêt public, ce que la loi vise à mon avis.

Le sénateur Guay: Je ne dis pas le contraire, car selon mon interprétation de l'expropriation, la société qui exproprie

[Text]

land. I am not talking about compensation for the future. I am speaking about fair play at the moment at which the land is expropriated. That is different. Within a mile or two of the outskirts or an urban area, a village or town, the population may in five years grow to the extent that the pipeline right up against them, notwithstanding the fact that it is a small line to serve the residents of the area. That's quite possible. I would advise people living in such an area that it would be to their advantage to avoid developing close to a pipeline.

Senator Williams: I do not think it is appropriate to refer to an easement when talking about expropriation. Surely an easement is for all time as far as the property is concerned; usually a land easement is almost for ever if used for its purpose.

Senator Thériault: There are some easement agreements that are for a fixed number of years. I would assume that there is nothing in this legislation to prevent a company making a deal with a landowner to get an easement instead of buying the property.

Senator Williams: You very rarely find an easement that specifies the life of the easement. Usually an easement is almost for ever.

Mr. MacDonald: I believe it is the usual practice of the major pipeline companies to take only an easement and not the fee simple ownership of the land. That still leaves the landowner with the right to use that land so long as he does not create any danger to the pipeline; his use of it is restricted in some ways, but—

Senator Guay: What happens in a case of expropriation? Would you still call it that?

Mr. MacDonald: Yes, I would say the same thing. An easement can be acquired in one of two ways, in the same way that the fee simple can be acquired. Either you make a deal or operation of law you take it over if no agreement can be reached. That can apply to either the absolute ownership of the land or easement rights.

Senator Williams: But it must be spelled out in the terms of the easement that the farmer or landowner can use that land as long as that use does not interfere with the easement, which may be underground.

Mr. MacDonald: I believe that is almost invariable done.

Senator Guay: Whichever word you use, I think it serves the same purpose.

The Chairman: Thank you, Mr. MacDonald. Perhaps you would hold yourself in readiness, because I think we will need you again. Mr. Hargrave, do you have a question?

Mr. Bert Hargrave, Member of Parliament, Medicine Hat: Not at this time, Mr. Chairman.

The Chairman: Honourable senators, from Foothills Pipe Line (Yukon) Limited we have Mr. Murray E. Stewart, Executive Vice-President, and with him Mr. Robert B. Snyder,

[Traduction]

devient propriétaire du terrain. Je ne parle pas d'indemnisation pour l'avenir, mais d'équité au moment de l'expropriation. C'est différent. A quelque un ou deux milles des limites d'une zone urbaine, d'un village ou d'une ville, la population peut croître en cinq ans à un point tel que le pipe-line se trouve à proximité des habitations, bien que ce ne soit qu'une canalisation de faible capacité pour répondre aux besoins des habitants. C'est très possible. Selon moi, il y a de l'intérêt des gens qui vivent dans une telle région d'éviter d'étendre leur localité à proximité d'un pipe-line.

Le sénateur Williams: je ne crois pas qu'il convienne de parler de servitude dans le cas d'une expropriation. Une servitude a certainement un caractère permanent dans le cas d'une propriété; habituellement, une servitude foncière utilisée aux fins prévues a un caractère à peu près permanent.

Le sénateur Thériault: Certains accords de servitude ont une durée fixe. Je suppose que rien dans la loi n'interdit à une entreprise de conclure un accord avec un propriétaire foncier en vue d'obtenir un droit de servitude plutôt que d'acquérir le terrain.

Le sénateur Williams: Il est rare qu'un accord de servitude en précise la durée. Habituellement, elle a un caractère presque permanent.

M. MacDonald: Je vois qu'habituellement les grandes entreprises de pipe-line obtiennent un droit de servitude plutôt que d'acquérir la propriété simple du terrain. Le propriétaire foncier peut ainsi continuer d'utiliser sa terre pourvu qu'il ne risque pas d'endommager le pipe-line; son utilisation est en quelque sorte restreinte, mais...

Le sénateur Guay: Qu'est-ce qui se passe en cas d'expropriation? Y a-t-il encore servitude?

M. MacDonald: Oui je le pense. Une servitude peut être acquise de deux façons, tout comme la propriété simple. Il s'agit soit de conclure un accord, soit d'acquérir le terrain par voie juridique si un accord est impossible. Cette double méthode est valable dans le cas de la propriété absolue et dans le cas du droit de servitude.

Le sénateur Williams: Il faut cependant préciser—dans les modalités de la servitude que l'agriculteur ou le propriétaire foncier peut utiliser le terrain pourvu qu'il ne porte pas atteinte à cette servitude, qui peut d'ailleurs être une servitude souterraine.

M. MacDonald: Je pense qu'on procède toujours de la sorte.

Le sénateur Guay: Quel que soit le terme employé, l'objectif est le même.

Le président: Je vous remercie, M. MacDonald: vous pourriez peut-être demeurer à notre disposition, car je pense que nous aurons de nouveau besoin de vous. M. Hargrave, avez-vous une question à poser?

M. Bert Hargrave, député, Medicine Hat: Pas pour l'instant, monsieur le président.

Le président: Honorables sénateurs, nous avons devant nous le vice-président exécutif de la société Foot Hills Pipeline (Yukon) Limited, M. Murray E. Stewart, et le vice-président

[Text]

Vice-President and Acting General Manager of the Alaska Project Division of NOVA, and Mr. C. K. Jespersen, Vice-President. Mr. Stewart has a statement he wishes to make on Bill C-60, and after that these gentlemen will be available for questions.

Mr. Murray E. Stewart, Executive Vice-President, Corporate, Foothills Pipe Line (Yukon) Limited: Mr. Chairman and honourable senators, we are always pleased to come before this Senate committee, as we have done several times in the past, and as I am sure we will have the pleasure of doing in the future. Today we are addressing a fairly narrow subject, but within the time limits available we are certainly prepared to answer anything you may wish to ask on any subject, in addition to what might be considered to be on the agenda in the consideration of Bill C-60.

We do not have too many remarks to make, but we do want you to know that as the National Energy Board goes forward and writes the regulations and begins to work with these new amendments designed to smooth out the acquisition of land for the installation of a federally certificated pipeline, we are available for consultation at any time to help in that effort. We see Bill C-60 as accomplishing a number of very useful things, and I would like, for the committee and for the record, to summarize what we believe those to be.

First, the bill provides in section 29 for notice of a pipeline route to be given to the landowner or other interested party, enabling him to object to the route, and provides for a hearing at which he can be heard. The committee will understand that this responsibility has been laid on our project by the Northern Pipeline Act, in subsection 18(1), but it is not a general requirement of other projects. We believe this to be a good thing, and it goes in part to the discussion that was being held a moent ago about pipelines going through built-up areas.

Secondly, in section 74 and 75 the bill defines the advance notice to be given, the clauses to be included in and the form of compensation to be offered in the easement agreement itself which the company will offer to the landowner. These sections provide the landowner with new rights and options that were not afforded to him previously.

Thirdly, old sections 73 and 74, which referred to a right-of-way width of 60 feet, have been repealed. Where easements could not be negotiated an application for leave to take additional lands had to be made previously if you wanted to go beyond 60 feet. The committee should understand that with modern conservation practices and environmental practices—moving the topsoil off and back and this type of thing—you cannot build a large diameter pipeline of 60 feet, so routinely, where we could not acquire from the landowner by negotiation more than 60 feet we have had to go through this so-called leave-to-take procedure. That was not really very sensible and it has disappeared; it was an archaic provision.

Fourthly, a number of sections replace old section 75 of the act, which provided for expropriation under the Railway Act. As we all know, that was a pretty archaic piece of material also. A new modern two-step procedure is provided of negotiation and arbitration; this has been introduced to replace the

[Traduction]

directeur général suppléant de la division du projet de l'Alaska de la société NOVA, M. Robert B. Snyder, ainsi que le vice-président, M. C. K. Jespersen. M. Stewart désire faire une déclaration au sujet du bill C-60; après quoi ces messieurs pourront répondre aux questions.

M. Murray E. Stewart, vice-président exécutif de la société Foothills Pipeline (Yukon) Limited: Monsieur le président et honorables sénateurs, nous sommes toujours heureux de venir déposer devant ce Comité, comme nous l'avons fait à plusieurs reprises par le passé, et je ne doute pas que nous aurons l'occasion de revenir. Nous aborderons aujourd'hui un sujet délicat, mais compte tenu du temps dont nous disposons, nous pourrions répondre à toutes les questions que vous aimeriez nous poser en plus de l'étude du bill C-60 qui est inscrit à l'ordre du jour.

Nous n'avons pas grand chose à dire mais nous voulons que vous sachiez que lorsque l'Office national de l'énergie décidera d'élaborer les règlements et commencera à mettre en œuvre les amendements destinés à faciliter l'acquisition des terrains pour l'installation d'un oléoduc fédéral accrédité, nous serons à votre disposition, n'importe quand, pour vous aider. Nous estimons que le bill C-60 a permis de réaliser un ensemble de choses très utiles, et je voudrais les résumer à l'intention du Comité et pour que ce soit inscrit au compte rendu.

En premier lieu, l'article 29 prévoit que le propriétaire d'un terrain, ou toute autre partie intéressée, devra être avisée du tracé du pipe-line, ce qui lui permettra de faire part de ses objections et d'être entendu. Le Comité comprendra que cette responsabilité nous a été imposée par la Loi sur le pipe-line du Nord, à l'alinéa 18(1), mais il ne s'agit pas d'une mesure d'application générale pour tous les projets. A notre avis, c'est une bonne chose et c'est grâce aux discussions que nous avons eues au sujet des pipe-lines qui traversent des régions habitées.

Deuxièmement, les articles 74 et 75 du bill définissent l'avis de projet d'acquisition de terrains, les articles à inclure et la forme d'indemnisation que la compagnie offrira de verser au propriétaire, aux termes de l'accord de servitude. Ces articles donnent au propriétaire de nouveaux droits ainsi que d'autres possibilités qui n'existaient pas.

Troisièmement, les anciens articles 73 et 74, qui fixaient la largeur du droit de passage à 60 pieds, ont été annulés. Dans le cas où il n'a pas été possible de négocier une servitude, une demande d'expropriation supplémentaire a dû être présentée, si l'emprise dépassait 60 pieds. Le comité doit comprendre qu'à l'heure actuelle, eu égard aux mesures écologiques qui s'imposent d'enlever la couche de terre arable puis de la remettre, il n'est pas aussi facile de construire un pipe-line de 60 pieds de diamètre, et lorsqu'il n'est pas possible de négocier avec le propriétaire une emprise de plus de 60 pieds, il nous a fallu recourir à l'expropriation sans le consentement du propriétaire. Cette disposition n'était pas très raisonnable et elle a été abrogée car elle était archaïque.

Quatrièmement, un certain nombre d'articles remplacent l'ancien article 75 de la loi qui prévoyait l'expropriation aux termes de la Loi sur les chemins de fer. Comme nous le savons tous, cet article était aussi passablement archaïque. Une procédure moderne en deux temps prévoit une phase de négociation

[Text]

older expropriation procedure before the courts, and in our judgment it will work much better. The modern procedures described in the bill have been found to work well in other jurisdictions, and it is a good thing to see them coming in here.

Fifthly and finally, the bill provides for an updated formula for the determination of compensation which is favourable to the landowner, and is similar to the procedure which has been working very well in Alberta under the *Surface Rights Act*. That is probably the area of the country where there has been more of this kind of activity than any other.

The Chairman: When you say the procedures are working well in Alberta and other jurisdictions, does that include the review?

Mr. Stewart: No. I mean the discussion we had here a moment ago about market value and the other lists of compensable damages and other things of that sort. I believe that section is taken directly out of the Alberta act, which, as I say, has served quite well in that jurisdiction.

The Chairman: But the review has not been provided?

Mr. Stewart: There has not been a five-year review provided in any other jurisdiction.

We believe that, like anything else, nothing is perfect. Judgment was exercised in the writing of Bill S-12 and again in the writing of Bill C-60. It is not our intention to review with you every paragraph, because there is no reason why we should put our judgment over the judgment of the people who drafted it. However, we believe there are a few small suggestions that should be made to you which we hope will be helpful, because we do recommend that the Senate and back to the House of Commons a few little changes here and there that we think would make the whole thing work even better.

The first of these comments concerns section 29.3(2). This section provides that, where no written statement of objection has been submitted, the board is free to approve a plan, profile and book of reference in respect to any section or part of a pipeline. In other words, if nobody objects, logically the board can tell the company to go ahead. Section 29.2 (5) gives the board the right to disregard written statements which appear to the board to be frivolous, vexatious or not made in good faith. Somebody failed to hook up these two sections, and the company submits that section 29.3 (2) would read more appropriately if it provided that the company could approve a plan, profile and book of reference in the event that no written statement had been submitted or the board had found under section 29.2 (5)(b) that the submitted statement should be disregarded.

Senator Guay: Perhaps we might ask questions as we go along. Is it the board itself that will make the decision that the written statement coming in front of them is frivolous, vexatious or not made in good faith? The board will decide that themselves?

[Traduction]

puis une phase d'arbitrage; ces deux phases remplacent les anciennes procédures d'expropriation devant les tribunaux et selon nous, cela donnera de meilleurs résultats. Les procédures modernes décrites dans le projet de loi donnent satisfaction dans d'autres domaines et c'est une bonne chose de les voir appliquées ici.

Enfin, cinquièmement, le bill prévoit une formule mise à jour visant à déterminer l'indemnité à verser aux propriétaires et cette formule est similaire à la procédure qui a si bien fait ses preuves en Alberta aux termes du *Surface Rights Act*. C'est probablement la région du pays où ce type de situation s'est présentée le plus souvent.

Le président: Lorsque vous dites que les mesures donnent entière satisfaction dans d'autres domaines en Alberta, est-ce également le cas de l'examen?

M. Stewart: Non, je parle de ce que nous avons dit il y a un moment au sujet de la valeur marchande ainsi que d'autres dommages causés et susceptibles d'être indemnisés et d'autres choses du même genre. Je crois que cet article a été tiré directement de la loi albertaine qui, comme je l'ai dit, a donné entière satisfaction dans cette province.

Le président: Mais l'examen n'a pas encore eu lieu?

M. Stewart: Aucun examen après cinq ans n'a été prévu dans aucune autre province.

Nous estimons que, comme pour toute autre chose, rien n'est parfait. On a fait preuve de jugement dans la rédaction du bill S-12 et également dans celle du bill C-60. Nous n'avons pas l'intention de passer chaque paragraphe en revue avec vous, car nous n'avons aucune raison de juger le travail des rédacteurs. Toutefois, nous estimons opportun de vous faire quelques petites suggestions qui, nous l'espérons, pourront vous servir. En effet, nous sommes d'avis que le Comité sénatorial devrait recommander au Sénat, et renvoyer à la Chambre, quelques petits changements par-ci par-là, qui d'après nous devraient améliorer le bill.

La première de ces observations porte sur l'alinéa 29.3(2). Ce dernier stipule que lorsqu'aucune objection n'a été présentée par écrit, l'Office a le droit d'approuver un plan, un profil ou un livre de renvoi concernant une partie donnée du pipeline. En d'autres termes, si personne ne s'y oppose, logiquement, l'Office peut dire à la société de poursuivre les travaux. L'alinéa 29.3(5) donne le droit à l'Office de ne pas tenir compte des déclarations écrites qui lui paraîtraient futiles, tracassières ou dénuées de bonne foi. Quelqu'un a oublié de rattacher ces deux alinéas et la société est d'avis que le premier serait mieux libellé si il prévoyait que la société puisse approuver un plan, un profil ou un livre de renvoi, lorsqu'aucune déclaration écrite n'a été présentée ou lorsque l'Office a jugé bon, en vertu du sous-alinéa 29.2(5)(b), de ne pas tenir compte de la déclaration.

Le sénateur Guay: Nous pourrions peut-être poser des questions au fur et à mesure. L'Office décide-t-il de lui-même que la déclaration est futile, tracassière ou dénuée de bonne foi?

[Text]

Mr. Stewart: Under the act the responsibility is given to the National Energy Board.

Senator Guay: Let me take an example. I make a statement and they say, "To hell with him" and that is their decision? Is it in some instances a fair decision? How can I be sure? they are the judge and jury in this case.

Mr. Stewart: Surely that is what the National Energy Board was appointed for. Should we discuss the philosophy of what a regulatory body is? By definition the National Energy Board represents us as Canadians in a democracy; it has been given a lot of responsibilities, many of them more serious than this one. Surely this comparatively minor responsibility has to be given to somebody, to decide whether it is frivolous or vexation when somebody writes in and says, "I used to hunt pheasant on that property twenty years ago; I don't want a pipeline going through there."

Senator Guay: If this fellow is saying, "No, I don't want it to go through" can they set that aside because they want it to go through?

Mr. Stewart: they would have to have their reasons, I would think, for deciding it is vexatious or whatever.

Senator Guay: I would hope so.

Senator Williams: Asking questions as we go along is very welcome to me, because you can lose track of the information being given by the witnesses. The matter of involvement is very important, as is the question of a written statement of objections or otherwise, particularly to Indian bands in isolated areas, where very few of them are able to write, leaving aside the substances of whatever written statement they may try to make in their desire to get proper treatment as far as the arbitration committee is concerned. If the finding of an arbitration committee is unfavorable to the needs of a particular band, whether they be Indians or Inuits, the land damage could be considerable. But it does not involve only the land. It could also involve the sea. What provision is there in Bill C-60 for consideration of these people?

Mr. Stewart: I am not sure that I totally understood the thrust of your question, senator. I think the basic starting point of your question had to do with communication with native bands being difficult and imperfect where you are asking for something in writing. That has certainly not been our experience. Our experience has been that native bands are very good communicators, particularly where they have concerns.

Senator Williams: The purpose of putting my question is to have it on record for those who may be involved in the future. I know it is deep. I cannot really get an answer here, but for the record it is going to be useful.

The Chairman: I can only refer you to section 75.19 with respect to matters that they take into consideration when they determine damages. It is market value, the loss of use, the adverse effect, the nuisance and inconvenience, the damage to

[Traduction]

M. Stewart: Oui, c'est la responsabilité de l'Office national de l'énergie en vertu de la loi.

Le sénateur Guay: Permettez-moi de prendre un exemple. Si je fais une déclaration et que l'Office me dise: «Allez au diable» et que c'est leur décision? Qui arrive-t-il de prendre une décision juste? Comment puis-je m'en assurer? Car ils sont en même temps juge et jurés dans cette affaire.

M. Stewart: C'est ce pourquoi l'Office national de l'énergie a été nommée. Devrions-nous discuter de ce qu'est, en principe, un organe de réglementation? Par définition, l'Office national de l'énergie nous représente dans le système démocratique. Il a reçu quantité de responsabilités, dont bon nombre sont plus importantes que celle-ci. Toutefois, il faut bien confier à quelqu'un la responsabilité comparativement secondaire qui consiste à décider s'il est futile ou tracassier qu'une personne déclare par écrit: «Je chasse le faisan sur cette propriété depuis vingt ans et ne veux pas voir de pipe-line la traverser».

Le sénateur Guay: Si la personne en question dit: «Non, je ne veux pas voir de pipe-line traverser cette propriété» peut-il ne pas en tenir compte, parce qu'il veut que le pipe-line la traverse?

M. Stewart: L'Office devra avoir de bonnes raisons pour décider que la déclaration est tracassière ou autre.

Le sénateur Guay: Je l'espère soien.

Le sénateur Williams: Poser de questions au fur et à mesure ne me semble pas particulièrement souhaitable, car on peut perdre le fil des informations données par les témoins. La question de l'intervention est très importante, tout comme l'est celle de la déclaration écrite, d'objections ou autres, notamment pour les bandes d'Indiens établis dans des endroits retirés et qui sont pratiquement analphabète. Sans parler du contenu de leur éventuelle déclaration en une d'être traités comme il convient par les comités d'arbitrage. Si la décision rendue par le comité va à l'encontre des besoins d'une bande en particulier, qu'il s'agisse d'Indiens ou d'Inuit, les dommages subis pourraient être considérables pour ce qui est des terrains. Mais il n'est pas seulement questions de ceux-ci il pourrait s'agir de la mer. Que prévoit le bill C-60 au sujet de ces personnes?

M. Stewart: Je ne suis pas sûr d'avoir entièrement saisi l'orientation de votre question, sénateur. Je pense que le point de départ de votre question se rapporte au fait que la communication avec les bandes d'autochtones est difficile et imparfaite, lorsqu'il s'agit de faire une déclaration par écrit. Or ce n'est pas ce que nous avons observé. Au contraire, les bandes d'autochtones savent très bien communiquer, notamment lorsqu'il s'agit de biens intérêts.

Le sénateur Williams: J'ai surtout posé ma question pour le compte rendu: elle pourrait être utile à ceux qui auront à traiter cette question à l'avenir. Je sais que c'est une question assez vaste et qu'il est difficile d'obtenir une réponse.

Le président: Tout ce que je peux faire, c'est vous renvoyer au paragraphe 75.19 portant sur les éléments que le Comité prend en considération lorsqu'il détermine les dommages causés. Il s'agit de valeur marchande, de perte de jouissance des ter-

[Text]

lands in the area of the lands taken by the company. All those would be taken into consideration.

Mr. Stewart: Moving to section 74(1), this section provides that there shall be a land acquisition agreement entered into between the company and the owner of the lands. Not infrequently in the past, agreements of this sort were made between various companies and various owners as individuals; in other words, the payment did not run with the land. When the individual to whom the payment was made or with whom the arrangement was made sold the land or went off, he was sometimes careless about telling his successor about the proposition. Since this act contemplates the possibility of annual or periodic payments, it would appear to us logical to insert words to the effect that the payment should run with the land and not the individual who owned it at the time of the agreement. We understand that a number of farmer groups take this same position.

The Chairman: What you are saying is there will be no lump sum payment?

Mr. Stewart: No. We are saying that if the owner chose to take periodic payments he could not continue to get those periodic payments after he sold the land, unless that was the arrangement he made with the purchaser; the payment would run with the land, not the individual.

Senator Williams: Again, I am fearful of the results that may accrue from this act as far as the Indian band is concerned, because the Indian band does not own the land; the land is vested in Her Majesty, the Crown, for the use and benefit of the Indians, so definitely they are not the owners, and that can become a real problem.

Mr. Stewart: "Owner" is defined in the act as any person having an interest. Someone with a grazing lease, for example, would be defined, for purposes of compensation under this act, as an owner, and the Indian band would be defined under this act as an owner.

Senator Williams: If it is spelled out that Indians may be considered as owners.

Mr. Stewart: It is spelled out in the act.

The Chairman: An owner is not only the registered owner but anyone interested, which could be the man across the road or five miles down the road, who could have an interest in this land, so all these provisions could apply to him.

Mr. Robert B. Snyder, Vice-President and Acting General Manager, Alaska Project Division, NOVA: I think the Indian band gets two hicks at the cat on this one. The crown would probably speak for them, and then they could speak directly for themselves as well. I think they are amply protected.

Mr. Stewart: Moving to section 74(2)(e), this section of the amended act is intended to restrict the use of the acquired lands to the installation of one line of pipe or other facility. We

[Traduction]

ains, d'incidence nuisible, de contrariété et d'incommodité et des dommages que les opérations de la compagnie pourraient causer aux terrains." Tous ces éléments seront pris en considération.

M. Stewart: Le paragraphe 74(1) prévoit un accord d'acquisition de terrains conclu entre la société et le propriétaire des terrains. Il n'est pas rare que dans le passé, de tels accords aient été conclus entre sociétés et propriétaires, individuellement. En d'autres termes, le versement n'était pas rattaché au terrain. Lorsque le propriétaire à qui le versement était fait, ou avec qui des dispositions avaient été prises, vendait le terrain ou partait, il omettait parfois de parler de la proposition à son successeur. Étant donné que la loi en question prévoit la possibilité de versements annuels ou périodiques, il nous semblerait logique d'y faire inscrire que le versement soit rattaché au terrain, et non pas à celui qui le possédait au moment où l'accord a été conclu. Nous croyons savoir qu'un certain nombre de cultivateurs sont de cet avis.

Le président: Vous voulez dire qu'il n'y aura pas de versement unique d'une somme globale?

M. Stewart: Non. Nous disons que si le propriétaire a choisi les versements périodiques, il ne pourra continuer à les recevoir lorsqu'il aura vendu le terrain, sauf s'il a pris des dispositions à ce sujet avec l'acquéreur. Donc, le versement d'une indemnité devrait être rattaché à la terre et non pas à l'individu.

Le sénateur Williams: Une fois de plus, du moins en ce qui concerne les bandes indiennes, je crains les conséquences que peut entraîner cette loi parce qu'elles ne possèdent pas les terrains; ils appartiennent à Sa Majesté, à la Couronne, «à l'usage et au profit des indiens»; ils n'en sont absolument les propriétaires et cela peut finalement constituer un véritable problème.

M. Stewart: Dans la loi, on entend pas «propriétaire» toute personne ayant un intérêt. Quiconque détenant un contrat de pâturage, par exemple, serait défini comme étant le propriétaire pour fins d'indemnisation en application de cette loi, et il en serait de même pour la bande indienne.

Le sénateur Williams: S'il est stipulé que les Indiens peuvent être considérés comme propriétaires.

M. Stewart: La loi le stipule.

Le président: Un propriétaire est non seulement le propriétaire enregistré, mais toute personne intéressée, ce qui pourrait bien être le voisin ou un voisin demeurant à cinq milles de distance qui pourrait détenir un intérêt dans ce terrain de sorte que toutes ces dispositions pourraient s'appliquer à lui.

M. Robert B. Snyder, vice-président et directeur général intérimaire, Alaska Project Division, NOVA: Je crois que les bandes indiennes font, dans ce cas, d'une pierre deux coups. La Couronne parlerait probablement en leur nom puisqu'ils pourraient parler directement en leur propre nom. Je crois qu'ils sont amplement protégés.

M. Stewart: Nous passons maintenant à l'alinéa 74(2)(e); cet article de la loi modifiée vise à restreindre l'utilisation des terrains acquis à l'installation de canalisations ou d'autres

[Text]

understand perfectly well what the thrust of that is. It does appear to us, however, that in the drafting of Bill C-60 the meaning of this section became somewhat restricted, and that what should have been said—perhaps this goes back to earlier comments—is “restricting the use of the lands to the construction, operation and maintenance of the line of pipe or other facility.” Other parts of Bill C-60 correctly encompass construction, operation and maintenance but this particular section appears to have left these words out, in our opinion quite unintentionally, and we think it would be better with them in.

Senator Guay: Could you explain what you mean by “other facility”? I can understand the possibility of another line being constructed within the area.

The Chairman: A pumping station.

Senator Guay: I would like to witness to explain it to me in detail other than any pumping station there may be. “Other facility” is a very broad statement.

Mr. Stewart: Talking about pipelines only, be it a line of pipe, a block valve, a blow-off of some sort, a structure perhaps covering a take-off for a hamlet alongside the line, or any other facility, I think the intent of the section is to limit the company's rights to what was planned in the first place and not come along later and say, “Mr. Farmer, we have an easement; we are going to put another line in,” or “We are going to dig up four places and put in four valves.” That is the intent; that is the kind of thing they are guarding against, and we have no problems with that.

Moving to section 75.2(1)(b), the thrust of this section is to define the method of compensation. Again we believe that inadvertently or unintentionally a couple of words were left out, and we certainly recommend to you that you should suggest they be put in. We believe the option of having a lump sum payment under paragraph (b) should be precisely the same as it is under paragraph (a) of the same subsection, and it should read:

... any other person, the Committee may direct, at the request of the person, that the compensation be made by one lump sum payment or by annual or periodic payments of equal or different amounts over a period of time.

Obviously, we have not had the benefit of talking to the drafters; they may have had something in mind that is not known to us. However, we believe those two paragraphs should be totally parallel, that person should have the choice of a lump sum payment or periodic payments whether he is getting payment for damages or being paid for ownership of land.

There is one other point we would like to note. This has to do with right-of-entry proceedings. In many, many cases land-owners have in fact no objection whatever to the pipeline being constructed on their land. I also agree with Senator Guay that there are a lot of people who do not want a pipeline or sewer

[Traduction]

installations: Nous saisissons parfaitement la portée de cet article. Il nous semble toutefois qu'au cours de la rédaction du bill C-60, la signification en a été quelque peu restreinte et que ce qu'on aurait dû dire—peut-être cela nous ramène-t-il à des observations faites antérieurement—c'est «l'utilisation des terrains à des fins strictes de construction, d'exploitation et d'entretien des canalisations ou d'autres installations.» Il est question tout à fait avec raison dans d'autres parties du bill C-60 de construction, d'exploitation et d'entretien, mais il semble que dans le présent article ces mots ont été omis et, à notre avis, tout à fait par inadvertance; mais nous estimons qu'il vaudrait mieux les ajouter.

Le sénateur Guay: Pourriez-vous expliquer ce que vous entendez par «autres installations»? Je songe à la possibilité qu'un autre pipe-line soit construit dans la région.

Le président: Une station de pompage.

Le sénateur Guay: J'aimerais que le témoin explique en détail ce que signifie pour lui l'expression «autres installations». Elle est très vague.

M. Stewart: En parlant de pipe-line exclusivement, qu'il s'agisse d'une canalisation, d'un clapet de purge, d'une vanne de vidange, d'une structure couvrant peut-être un branchement latéral le long de la canalisation ou toute autre installation; je crois que cet article vise à limiter les droits de la société à ce qui avait été prévu à l'origine afin qu'elle ne puisse venir dire plus tard à l'exploitant agricole, «Monsieur, nous avons une servitude; nous allons installer une nouvelle canalisation» ou «nous allons creuser à quatre endroits afin d'installer quatre valves.» C'est là l'objectif; c'est de ces choses dont nous nous protégeons et nous n'avons aucun problème à cet égard.

Passons maintenant à l'alinéa 74(2)b). Cet article vise à définir le mode d'indemnisation. Nous croyons une fois de plus qu'on a par inadvertance oublié quelques mots et nous vous recommandons de proposer qu'ils soient ajoutés. Nous estimons que le propriétaire devrait avoir le choix de procéder par versement unique d'une somme globale aux termes de l'alinéa b) comme c'est précisément le cas aux termes de l'alinéa a) du même paragraphe; l'alinéa b) devrait être aussi libellé:

... de toute autre personne, le Comité peut, à la demande de la personne, en ordonner le paiement par versement unique d'une somme globale ou par versements annuels ou autres versements périodiques de montants égaux ou différents échelonnés sur une période donnée.

Évidemment, nous n'avons pas eu l'occasion de parler avec le rédacteur; peut-être avait-il en tête quelque chose que nous ignorons. Nous estimons toutefois que ces deux alinéas devraient être tout à fait parallèles à savoir qu'une personne devrait avoir le choix entre le versement unique d'une somme globale ou des versements périodiques, qu'il obtienne une indemnisation pour dommages ou qu'il touche une indemnité en tant que propriétaire du terrain.

Il y a un autre point que nous aimerions faire ressortir. Il s'agit de la question de procédure de droit d'accès. Dans de nombreux cas, les propriétaires de terrain ne s'opposent en fait en aucune façon à ce qu'un pipe-line soit construit sur leurs terres. Je suis également d'accord avec le sénateur Guay

[Text]

line under any circumstances, and that unfortunately, being a democracy, the greater good, in theory at least, prevails and persons feel they are abused. Nonetheless, we find many people we contact say, "Do we have to go through this cumbersome procedure? You can go on the land. All we are disagreeing on is compensation. We are not disagreeing with your being there." However, the procedure does not allow for that.

The bill as written appears to contemplate that if the owner and the company cannot agree on compensation, that disagreement is assumed to be in total and on all matters. If an agreement as defined under section 74(2) cannot be signed, the company must proceed to right-of-entry under section 75.26. In our experience, this procedure would be unnecessary in many cases and the landowner could be spared being subjected to such an extra proceeding. If the bill could provide for a partial agreement where the parties agree on all items except compensation, then the landowner, the National Energy Board and the company could avoid the time and expense involved in the so-called right-of-entry proceeding. The landowner and the company could then proceed directly to arbitration as provided under section 75.12 (2). To make this alternative procedure effective there would have to be one other step, which would be that the company would receive a suitable registrable document from the arbitration committee under section 75.28. Again we think the words could be amended very easily to provide for that.

Perhaps I could make one other comment before I finish. There was quite a bit of discussion earlier with Senator Olson on construction in built-up areas and environmental concerns. Obviously the thrust of these amendments is not towards that at all. There is obviously much better notice in the route hearing provisions in this bill than previously. The concerns that were being expressed, particularly by Senator Guay, are technical in nature, and they are very thoroughly covered now by existing regulations, by Canadian codes and by their adoption as part of the National Energy Board Act and regulations. Building in built-up areas is something to be avoided if possible, but if it is undertaken the provisions are there for heavier pipe, separation distances; all of those things are provided for in great detail in existing regulations. This bill is not directed in any way towards those technical concerns.

Senator Guay: When you are going through a subdivision, an urban area or village, or close by, and you reinforce the pipe, what is your policy with respect to distance and the width you like to maintain?

[Traduction]

lorsqu'il dit qu'il y a beaucoup de gens qui refusent qu'un pipe-line ou une canalisation d'égout soit installé dans quelque circonstance que ce soit, que malheureusement, comme nous vivons en démocratie, l'intérêt le plus fort, en théorie du moins, l'emporte et que certains estiment avoir été trompés. Néanmoins, nous rencontrons beaucoup de gens qui nous disent: «Devons-nous suivre toute cette procédure ennuyeuse? vous pouvez passer sur notre terrain. Nous ne voulons pas d'indemnité. Nous ne nous opposons absolument pas à ce que vous veniez sur notre terrain.» La procédure ne prévoit toutefois rien pour des cas semblables.

Le projet de loi, sous sa forme actuelle, semble prévoir que si le propriétaire et la société ne peuvent s'entendre sur une indemnité, ce désaccord est censé être total sur tous les points. Si un accord dont les conditions sont définies aux termes du paragraphe 74(2) ne peut être signé, la société doit alors recourir au droit d'accès dont il est question à l'article 75.26. D'après notre expérience, il serait inutile de procéder ainsi dans bien des cas et le propriétaire du terrain pourrait éviter d'être assujéti à cette procédure supplémentaire. Si le projet de loi pouvait prévoir un accord partiel dans le cadre duquel les parties s'entendraient sur tous les points sauf l'indemnité, alors le propriétaire, l'Office nationale de l'Énergie et la société pourraient épargner le temps et l'argent qu'ils consacreraient sinon à la procédure de droit d'accès. Le propriétaire et la société pourraient passer directement à l'arbitrage, comme le prévoit le paragraphe 75.12 (2). Pour que cette procédure d'arbitrage soit efficace, il faudrait ajouter une nouvelle étape: la société recevrait du comité d'arbitrage une ordonnance pour enregistrement aux termes de l'article 75.28. Une fois de plus nous estimons que le libellé pourrait être modifié très facilement de façon à prévoir ce cas.

Je pourrais peut-être ajouter quelque chose avant de terminer. On a beaucoup discuté auparavant avec le sénateur Olson de la construction dans les agglomérations ainsi que des problèmes écologiques. Il est évident que ces amendements ne s'y rapporte absolument pas. Les dispositions du bill touchant l'avis d'audiences sur les tracés sont évidemment bien meilleures qu'elles ne l'étaient auparavant. Les préoccupations dont on nous a fait part, particulièrement celles du sénateur Guay, sont d'ordre technique, et il y a maintenant été complètement répondu dans les règlements existants dans les codes canadiens, on les a également intégrées à la Loi sur l'Office national de l'énergie et aux règlements connexes. La construction dans les zones bâties est une chose à éviter autant que possible, sinon, des dispositions stipulent que l'on doit utiliser des canalisations à paroi plus épaisse et s'éloigner des immeubles; toutes ces restrictions sont prévues avec force détails dans les règlements existants. Ce projet de loi ne porte pas du tout sur les aspects d'ordre technique.

Le sénateur Guay: Lorsque vous traverser une subdivision, une zone urbaine ou un village, ou que vous nous en rapprochez, et que vous renforcez la canalisation, quelle est votre politique quant à la distance et à la largeur que vous devez maintenir?

[Text]

Mr. Stewart: That is all spelled out in the regulations, the distance you must maintain by law.

Senator Guay: Can you give me an idea what it is at the moment?

Mr. Stewart: I don't know whether Mr. Snyder recalls some of the distance restrictions.

Mr. Snyder: The specific distances are not spelled out as such, but all the provisions for wall thickness of the pipe in relation to population density of the area are spelled out in Canadian Standards Association Code 184, which is generally adopted by the National Energy Board.

Senator Guay: I know that, but surely you people, who are in this field at all times, must have an idea so that you can indicate to me what it is even approximately, so that I can at least draw a conclusion for the moment. The committee can no doubt refer to what you have cited to get the appropriate information, but in view of the fact that you people are concerned with this every day I thought you could give me an idea.

Mr. Snyder: I think you are misunderstanding the point I am making. Safety can be approached in two ways. You are suggesting that the only way to make it safe is to keep it a certain distance away.

Senator Guay: No, I didn't say that. In making my statement I also took into consideration that Mr. Stewart suggested they take certain precautions, one of which was heavier pipe and so on. I accept that. You have gone through villages or close to cities, and your company must have a policy that you take certain precautions. I am asking: In normal use, what would you suggest? Notwithstanding the law, what is favourable to you in placing the pipe at what your company feels is a safe distance, or what is the width of the area within a community?

Mr. Snyder: I will give you some approximate examples that occurred on our western leg construction program in 1980. There were two or three cases where we passed within a couple of hundred feet of buildings. I am not trying to avoid answering your question directly, but when you are laying out the route of a pipeline and going across a variety of circumstances you encounter just that, a variety of circumstances, so we find the application of a fixed rule for a distance from a building, for example, is not the appropriate way to proceed. You go to other kinds of safety considerations, such as thicker wall pipe, burying it a little deeper and that sort of thing. As I said, on the western leg construction last year there were a couple of cases where we were certainly within a couple of hundred feet. It is our preference to stay much further away, but in certain circumstances you are not able to.

Senator Williams: The bill seems to refer continually to the landowner. The environment of my people on the coastline of British Columbia, of whom there are possible upwards of

[Traduction]

M. Stewart: Tout cela est expliqué en détail dans les règlements, la distance que vous devez maintenir aux termes de la loi.

Le sénateur Guay: Pouvez-vous me donner une idée de ce qui est prévu à l'heure actuelle?

M. Stewart: Je ne sais pas si M. Snyder peut se souvenir de certaines des restrictions en matière de distances.

M. Snyder: Les distances ne sont pas précisées en tant que telles, mais toutes les dispositions concernant l'épaisseur des parois des canalisations par rapport à la densité de la population de la zone sont données en détail dans le code 184 de l'Association canadienne de normalisation, qui est généralement adopté par l'Office national de l'énergie.

Le sénateur Guay: Je le sais, mais vous qui vous occupez de ce genre de choses tous les jours, vous avez certainement une idée que vous pourriez me donner, seulement une idée approximative, afin que je puisse au moins tirer une conclusion pour l'instant. Le Comité peut certainement consulter le document que vous avez cité pour avoir les renseignements exacts, mais puisque vous vous occupez de ce genre de chose tous les jours, je croyais que vous pourriez au moins me donner une idée.

M. Snyder: Je crois que vous ne comprenez pas ce que je veux dire. La sécurité peut être envisagée de deux façons. Vous suggérez que la seule façon de l'assurer est de réserver une certaine distance.

Le sénateur Guay: Non, je n'ai pas dit cela. Quand j'ai fait ma déclaration, j'ai également tenu compte du fait que M. Stewart a suggéré qu'on prenait certaines précautions, comme d'utiliser des canalisations à parois plus épaisses, et ainsi de suite. J'accepte cela. Vous avez traversé des villages ou vous êtes passés près des villes, et votre société doit imposer certaines précautions. Je vous demande donc: Normalement, qu'est-ce que vous suggéreriez? Nonobstant la loi, quelle est la distance à laquelle vous jugez bon d'installer la canalisation, pour respecter les critères de sécurité, ou quelle est la largeur de la zone prévue au sein d'une agglomération?

M. Snyder: Je vais vous donner des exemples approximatifs qui se sont produits lors de notre programme de construction du tronçon ouest en 1980. Il y a eu deux ou trois cas où nous sommes passés à moins de 200 pieds de bâtiments. Je n'essaie pas d'éviter de répondre à votre question directement, mais lorsque vous établissez le tracé d'un pipe-line et que vous vous trouvez dans toute une série de circonstances, c'est là devant que vous vous trouvez, toutes sortes de cas; nous croyons donc que l'application d'un règlement fixe pour la distance, d'un édifice, par exemple, n'est pas une bonne façon de procéder. Vous songez à d'autres facteurs de sécurité, comme des parois de canalisation plus épaisses, une canalisation installée un peu plus profondément en terre, et des choses du genre. Comme je l'ai dit, lors de la construction du tronçon ouest l'année dernière, il y a eu un ou deux cas où nous étions certainement à moins de 200 pieds d'habitations. Nous préférons être bien plus loin, mais dans certaines circonstances, c'est impossible.

Le sénateur Williams: Le projet de loi semble parler continuellement des propriétaires fonciers. Le milieu que je représente sur la côte de la Colombie-Britannique, peut-être un peu

[Text]

20,000, includes the sea. There seems to be no reference whatsoever to protection of the environment seawards. I use that word very broadly. It is a word that is usually used by other nations. A pipeline that may involve the sea could be of real concern to the Indian people on the coast of parts of British Columbia.

The Chairman: I do not think Bill C-60 was designed with the environment in mind. Mr. MacDonald, is there protection under other parts of the National Energy Board Act?

Mr. MacDonald: There is. I think it must be kept in mind that the procedures in Bill C-60 come after the first hearing the board holds, which is the hearing into the public convenience and necessity of the pipeline as a whole. Invariably a concern that is delved into at that hearing is what the environmental effects of the building of the pipeline will be. In the hearing at that time the pipeline route is known only in general terms, within perhaps three or four hundred metres. The procedures of Bill C-60 then take it to a more detailed level. However, such concerns as what the effect would be on the sea of a pipeline that might be built under the sea would definitely be of concern to the board and would canvassed at the initial hearing and also at this hearing, because the floor of the sea is crown land if it is within the territorial sea. That would be an issue at the hearing into the detailed route as well. The board would look into those concerns.

Senator Williams: You have used a very interesting phrase, "the territorial sea". As you may know, the territorial sea of British Columbia extends twelve miles, referred to internationally as an economic zone. That twelve-mile zone is very important and interesting, not only in British Columbia but in the Arctic, where there is a possibility of a pipeline being built under the sea, which may be useful to companies who will be involved with Bill C-60. My purpose in bringing this up is to have it on record for the future, for those who may be involved in these matters.

The Chairman: I would like to ask you something about the western leg and the eastern leg of the Foothills project. What percentage of the right-of-way has been purchased on the eastern leg?

Mr. Snyder: At the moment I think we have about 69 per cent of easements required on the eastern leg for the 1981 program signed.

The Chairman: And 100 per cent of the western leg?

Mr. Snyder: The western leg is all built and completed, so yes, we have 100 per cent.

The Chairman: What commitment was made by Foothills, what undertaking was given to the landowners, at the time the easements were taken with respect to Bill S-12 and any successor bill?

Mr. Stewart: At the time we were taking easements on the western leg, and at the present time when we are, taking easements for the eastern leg 1981 construction we undertook

[Traduction]

plus de 20,000 personnes, comprend la mer. On ne semble pas parler de la protection de l'environnement vers le large. Je me sers de cette expression de façon très générale. C'est une expression qui est généralement utilisée par d'autres pays. Un pipe-line immergé pourrait présenter un véritable problème aux autochtones de la côte dans certaines régions de la Colombie-Britannique.

Le président: Je ne crois pas que le bill C-60 a été conçu pour s'occuper des questions d'ordre écologique. Monsieur MacDonald, une certaine protection est-elle assurée dans d'autres sections de la Loi sur l'Office national de l'énergie?

M. MacDonald: Oui. Il faut se rappeler que les procédures contenues dans le bill C-60 ne sont utilisées qu'après la première audience de l'Office, qui porte sur la commodité et la nécessité publiques du pipe-line en général. Lors de cette audience, on aborde toujours les répercussions écologiques de la construction du pipe-line. A ce moment-là, le tracé n'est connu que de façon assez vague, à quelque trois ou quatre cent mètres près. Les procédures du bill C-60 entrent dans plus de détails. Toutefois, des préoccupations comme les répercussions sur la mer des pipe-lines qui pourraient être immergés intéresseraient certainement l'Office et seraient discutées lors de la première audience et également à la deuxième audience, puisque le fond de la mer appartient à la Couronne s'il se trouve dans la mer territoriale. Cette question serait également abordée lors de l'audience où l'on étudierait le tracé détaillé. L'Office étudierait ces questions.

Le sénateur Williams: Vous avez utilisé une expression très intéressante, «la mer territoriale». Comme vous le savez peut-être, la mer territoriale de la Colombie-Britannique couvre douze milles, et elle est internationalement reconnue comme zone économique. Cette zone de douze milles est très importante et très intéressante, non seulement en Colombie-Britannique, mais également dans l'Arctique, où on songe à construire un pipe-line sous la mer, ce qui pourrait être utile aux sociétés qui seront visées par le bill C-60. J'ai soulevé cette question afin que ce soit consigné à l'intention de ceux qui pourraient avoir à traiter de ces questions à l'avenir.

Le président: J'aimerais vous demander quelque chose sur le tronçon ouest et le tronçon est du projet Foothills. Quel pourcentage du droit de passage a été acheté pour le tronçon est?

M. Snyder: En ce moment, je crois que nous avons obtenu environ 69 p. 100 des servitudes nécessaires pour le tronçon est dans le cadre du programme de 1981.

Le président: Et 100 p. 100 de celles du tronçon ouest?

M. Snyder: Le tronçon ouest est presque terminé et nous avons donc 100 p. 100 des servitudes.

Le président: Quel engagement Foothills a-t-elle pris, qu'a-t-on promis aux propriétaires foncier, au moment où on a obtenu les emprises en ce qui concerne le bill S-12 et tout bill qui a suivi?

M. Stewart: Au moment où nous avons obtenu les servitudes pour le tronçon ouest, et maintenant, au moment où nous cherchons à en obtenir pour le programme de construction de

[Text]

that when these amendments were made law we would go back and ask the person who had made an agreement with us whether if these had been law at the time they made their agreement with us, they would have wished to select periodic payments instead of a lump sum payment. In other words, we have said we will change to the compensation basis that that is provided for in Bill C-60 when it becomes law.

The Chairman: And the review?

Mr. Stewart: And the review, yes, of course. We are concerned, I must admit, that this bill could be proclaimed right in the midst of our acquisition of right-of-ways for the eastern leg, which would obviously make it rather awkward. It is a little difficult to appear before a judge on June 1 and say, "Under the Railway Act we would like to have the compensation right-of-entry and future compensation set on this piece of property", and he says, "But I thought I read in the paper that the Railway Act had been repealed for this purpose. Please start over again." We would very much like to complete the acquisition of the right-of-ways we need for the 1981 program, and that will be done within a period of weeks; we are not talking about any great length of time; before this bill is in fact proclaimed.

Senator Adams: A company is going to build a pipeline about 100 miles from Melville Island in the Arctic.

Mr. Stewart: Yes, the Arctic islands project.

Senator Adams: Will the same provisions of Bill C-60 apply there?

Mr. Stewart: The circumstances change there, basically because of what Mr. MacDonald was saying, that I suspect you are dealing with 100 per cent crown land in terms of the narrow word "landowner". With respect to interested parties, again what Mr. MacDonald said is, I think, perfectly valid. I would anticipate that at the certification hearing for the pipeline from Melville Island across to the mainland, and anything else like that, you will have many, many interested parties appearing and protesting that they have an interest in the land. Whether or not that is a compensable interest would be for the board to decide. Mr. MacDonald could perhaps respond, but I doubt the direct relevance of Bill C-60 to that type of situation, because you will find it is 100 per cent crown land and nobody needs to be expropriated.

Senator Adams: It may be crown land, but people hunt there.

Mr. Stewart: I'm not saying they don't have an interest, and perhaps an interest that must be compensated if there is disruption of their activities or loss of livelihood by the pipeline going through. We will be paying compensation to trappers, for example, whose present trap lines straddle our pipeline. They do not have an ownership but they obviously have an interest, and that interest will be compensated by us under a policy that is being worked on, which I think will be quite fair.

[Traduction]

1981 du tronçon est, nous nous sommes engagés, lorsque ces modifications seraient adoptées, à demander au signataire de l'accord, aux cas où ces modifications auraient été adoptées au moment de la signature, si elles auraient choisi des versements périodiques au lieu d'un versement unique. En d'autres termes, nous avons dit que nous étions prêts à changer la base de compensation assurée par le bill C-60 une fois adopté.

Le président: Et la révision?

M. Stewart: Oui, évidemment, la révision également. Je dois avouer que nous craignons que ce bill soit adopté au beau milieu de nos démarches pour l'acquisition des droits de passage du tronçon est, ce qui serait gênant. Il est assez difficile de comparaître devant un juge le 1^{er} juin en disant: «conformément à la Loi sur les chemins de fer, nous aimerions que l'indemnité versée pour le droit d'accès et les futures indemnités soient fixées pour cette propriété», et qu'il réponde, «Mais je crois que j'ai lu dans le journal que la Loi sur les chemins de fer a été abrogée à ce sujet. Veuillez donc tout reprendre.» Nous aimerions vraiment terminer l'acquisition des droits de passage dont nous avons besoin dans le cadre du programme de 1981; ces démarches devraient être terminées d'ici quelques semaines. Il ne s'agit pas d'une longue période, probablement avant que ce bill ne soit proclamé.

Le sénateur Adams: Une société va construire un pipe-line à environ 100 milles de l'Île Melville dans l'Arctique.

M. Stewart: Oui, le projet des îles arctiques.

Le sénateur Adams: Est-ce que les mêmes dispositions du bill C-60 vont s'y appliquer?

M. Stewart: Je crois que les circonstances sont différentes, principalement pour les raisons données par M. MacDonald; je crois que toutes les terres visées par ce projet sont des terres de la Couronne au sens étroit de «propriétaire foncier». Pour ce qui est des parties intéressées, encore une fois ce que M. MacDonald a dit est, je crois, parfaitement valable. Je prévois qu'à l'audience concernant la demande d'un certificat la construction d'un pipe-line allant de l'Île Melville au continent, et toute autre chose du genre, il y aura de nombreuses parties intéressées qui comparaitront et soutiendront qu'elles détiennent un intérêt dans ces terres. C'est à l'Office qu'il incombe de déterminer s'il s'agit d'un intérêt qui mérite une indemnité. M. MacDonald pourrait peut-être répondre, mais, selon moi, cette question n'a aucun lien direct avec le bill C-60, parce que vous découvrirez qu'il s'agit seulement de terres de la Couronne et qu'il n'y a pas lien d'expropriation qui ce soit.

Le sénateur Adams: Il s'agit peut-être de terres de la Couronne, mais il y a des gens qui chassent sur ces terres.

M. Stewart: Je ne dis pas qu'ils n'y ont pas d'intérêt, et peut-être un intérêt qui doit être indemnisé s'il y a perturbation de leurs activités ou perte des moyens d'existence en raison du passage du pipe-line. Nous paierons des indemnités aux trappeurs par exemple, dont les concessions de piégeage sont traversées par notre pipe-line. Ils ne sont pas propriétaires mais ils détiennent évidemment un intérêt, et nous les indemniserons conformément à une politique que nous mettons au point actuellement et qui, je crois, sera très juste.

[Text]

Senator Adams: It may be a little different with gas; the pipe will be under the ground and affect the permafrost and everything. What is being planned with respect to the Alaska gas pipeline?

Mr. Snyder: In the permafrost areas there would be the same problems on that project as with the Foothills project; you have to refrigerate the gas to guard against degradation of the permafrost so it is a similar problem.

Mr. Stewart: There has been a problem on a small portion of our system at the north end. On some major pieces of the Alaskan segment of this pipeline the problems are the same as those that would be encountered by pipelines going across frozen terrain in the north, the far north.

The Chairman: If my memory is correct, at the time we compiled Bill S-12 we put in the review procedure to cover specifically the appreciation of the land value that may take place in the future. The review procedure was not used with respect to damages, because damages are usually caused over a period of three months construction and they are finished. Therefore, we did not use the review procedure with respect to damages. I am wondering why you are advocating that the same option be given on damages.

Mr. Stewart: No, I was not advocating that necessarily the review procedure be used on damages. I was advocating that the person who is to receive damages clearly have the right to take a lump sum or periodic payments. Section 75.2 says:

Where an Arbitration Committee makes an award of compensation in favour of

(a) a person whose lands are taken,

the committee shall direct a lump sum payment or periodic payments. Then paragraph (b) says:

any other person—

which I have assumed is somebody who has an interest who is damaged in some way—

the Committee may direct, at the request of the person, that the compensation be made by annual or periodic payments.

It reads as though the drafters intended to put in the words "by one lump sum payment or", but they just neglected to put those words in. I think it is just unintentional. We are not changing the meaning at all.

Senator Guay: Will we be discussing this at future meetings?

The Chairman: I think so.

Senator Guay: I return to a point that burns me a little bit, which we discussed a little while ago. Is your company obliged to make a search at the registry office, or is it enough to look at municipal records, or even look around the district to find out who the owner is? How do you go about ensuring that the appropriate owner gets the notice?

[Traduction]

Le sénateur Adams: La situation sera peut-être un peu différente avec le gaz; la canalisation sera sous terre et touchera le pergélisol et tout le reste. Que prévoit-on à propos du gazoduc de l'Alaska?

M. Snyder: Dans les zones de pergélisol, on rencontrerait les mêmes problèmes, que pour le projet Foothills. Il faudra réfrigérer le gaz afin de le protéger contre la désintégration du pergélisol; c'est donc bien un problème semblable.

M. Stewart: Il y a eu un problème dans une petite section de notre système à l'extrémité nord. Dans certaines sections importantes du tronçon de l'Alaska de ce pipe-line, les problèmes sont les mêmes que ceux que l'on rencontrerait avec les pipe-lines qui traversent un terrain gelé dans le Nord, dans le grand Nord.

Le président: Si je me souviens bien, au moment où nous avons rédigé le bill S-12, nous avons établi une procédure de révision portant particulièrement sur l'augmentation de la valeur foncière qui pourrait se produire. La procédure de révision n'a pas été utilisée pour traiter des dommages, parce que ceux-ci sont généralement causés pendant la période de trois mois de construction. Ainsi, nous n'avons pas utilisé la procédure de révision pour les dommages. Je me demande pourquoi vous demandez qu'on leur applique la même option.

M. Stewart: Non, je ne demandais pas nécessairement qu'on se serve de la procédure de révision pour les dommages. Je suggérais que la personne qui doit recevoir des indemnités pour dommages a clairement le droit d'accepter un versement unique ou des versements périodiques. L'arbitre 75(2) stipule:

Lorsqu'un comité d'arbitrage rend une décision au sujet d'une indemnité en faveur

a) d'une personne, dont les terrains sont acquis

le Comité doit en ordonner le paiement par versement unique d'une somme globale ou par versements périodiques. Puis le paragraphe b) stipule:

de toute autre personne...

Je suppose qu'il s'agit là d'une personne qui a subi un préjudice...

il peut, à la demande de la personne, en ordonner le paiement par versements annuels ou autres versements périodiques.

On dirait que ceux qui ont rédigé le projet de loi voulaient mettre les mots «par le paiement d'un versement unique d'une somme globale ou», mais qu'ils ont tout simplement oublié de les ajouter. Je ne crois pas que c'est volontaire. Nous ne changerions pas la signification en ajoutant cela.

Le sénateur Guay: Discuterons-nous de cet aspect lors des prochaines séances?

Le président: Je crois que oui.

Le sénateur Guay: Je reviens à un point qui m'irrite un peu et dont nous avons parlé tout à l'heure. Est-ce que votre société doit faire des recherches au cadastre, ou suffit-il de consulter les registres municipaux, ou même de chercher dans le district qui est le propriétaire? Comment pouvez-vous vous assurer que le véritable propriétaire reçoit un avis?

[Text]

Mr. Stewart: The problem of finding who the owner of the fee is not difficult, because the land title system in Canada works very efficiently. By searching you can find that. The problem arises when you try to find out people who have an interest in the property. The problem also arises when you are trying to find physically where the owners are, although you know who they are. Then you do get into the kind of thing you are talking about. Discovering who the owners are is not normally a difficult matter.

Senator Guay: But you also have to make sure they have received the notice.

Mr. Stewart: You do your best to do so. By and large we do very well, but if you send a double registered letter to somebody in Australia because he is the owner and it never comes back, arbitration committees will not normally hold it up for that reason, provided a reasonable time has gone by.

Senator Guay: My questions are based on your representations and on the proposed bill. I return to the point I raised previously on subsection 29.3 (1), which says:

... the Board shall not give approval to a plan ... unless the Board has taken into account all written statements ... and all representations made to it at a public hearing.

I come back now to the wording of the section which refers to the owner being frivolous or not serious. How does this affect you? It says:

... unless the Board has taken into account all written statements ... and all representations made to it at a public hearing.

You did not make reference to that a while ago.

Mr. Stewart: I only made reference to the fact that it seemed to us reasonable that if the board could give approval to a section to go ahead where there were no representations—which seems eminently logical—then the board should be able to go ahead and give approval where there are written representations that in their opinion are frivolous and vexatious. You and I discussed whether that was a lot of power to give them and the answer is yes, but they have a lot of power.

The Chairman: Are there any other questions?

Mr. Hargrave: Would it be in order for me to make a brief comment?

The Chairman: By all means. We will now hear from the Honourable Member for Medicine Hat.

Mr. Hargrave: Mr. Chairman, I appreciate your kind invitation, and I can assure you that I will not wear out my welcome. The two witnesses, Mr. Stewart and Mr. Snyder, have prompted a comment that may be appropriate, and it probably will suggest one question. I should explain that for many years, probably now over thirty years, whether I liked it or not I have had quite a lot of experience with various natural

[Traduction]

M. Stewart: Trouver le propriétaire n'est pas difficile, parce que le système des titres de biens-fonds au Canada fonctionne de façon très efficace. Vous trouvez si vous cherchez. Le problème survient lorsque vous essayez de trouver des personnes qui ont un intérêt dans la propriété. Un problème se présente également lorsque vous essayez de découvrir où les propriétaires se trouvent, même si vous savez qui ils sont. C'est à ce moment-là que vous rencontrez les difficultés dont vous parlez. Découvrir qui sont les propriétaires n'est pas habituellement difficile.

Le sénateur Guay: Mais vous devez également vous assurer qu'ils reçoivent l'avis.

M. Stewart: Vous faites de votre mieux. Je crois en général que nous y réussissons très bien, mais si vous faites parvenir une lettre recommandée accompagnée d'une carte AR à quelqu'un qui est en Australie parce qu'il est le propriétaire et que cette lettre ne vous est jamais retournée, les comités d'arbitrage ne retarderont habituellement pas toute l'affaire pour cette raison, à condition qu'une période raisonnable se soit écoulée.

Le sénateur Guay: Mes questions sont fondées sur le mémoire que vous avez présenté et sur le bill proposé. Je retourne au point que j'ai soulevé tout à l'heure relativement au paragraphe 29.3(1) qui stipule:

... l'Office ne doit pas approuver un plan ... s'il n'a pas tenu compte de toutes les déclarations écrites ... et de toutes les observations qui lui ont été présentées lors d'une audience publique.

Je reviens maintenant au libellé de l'article qui parle du propriétaire léger ou peu sérieux. Dans quelle mesure cela vous touche-t-il? On y stipule:

... s'il n'a pas tenu compte de toutes les déclarations écrites ... et de toutes les observations qui lui ont été présentées lors d'une audience publique.

Vous n'en avez pas parlé tout à l'heure.

M. Stewart: J'ai seulement dit qu'il nous semble raisonnable que si l'Office peut approuver la construction d'un tronçon lorsqu'il n'y a pas eu de déclarations écrites—ce qui semble très logique—il devrait donc pouvoir accorder son approbation lorsque les déclarations écrites et les observations présentées ne lui semblent pas sérieuses. Nous nous sommes demandé, vous et moi, si cela leur conférerait un très grand pouvoir et la réponse est oui; ces comités ont beaucoup de pouvoir.

Le président: Y a-t-il d'autres questions?

M. Hargrave: Pourrais-je faire une brève observation?

Le président: Certainement. Nous cédonnons maintenant la parole à l'honorable député de Medicine Hat.

M. Hargrave: Monsieur le président, je vous remercie de votre aimable invitation, et je puis vous assurer que je ne m'attarderai pas trop. Ce que les deux témoins, M. Stewart et M. Snyder, ont dit me pousse à faire remarquer que je juge appropriée et qui sera probablement suivi d'une question. Je devrais expliquer que pendant de nombreuses années, probablement maintenant plus de trente ans, que cela me plaise ou

[Text]

gas pipelines on my cattle ranch. They go all the way from a small two-inch variety up to one six-inch and one or two sixteen-inch. There are problems that one might reasonably have expected would disappear, after the backfiring had all been regressed, nature had taken its course and it had been covered over beautifully. However, after many years I am finding that this is not necessarily so.

A lot of my ranch lands are fairly rough; there are no improved roads and so on. I am finding the situation very difficult to address ourselves to, by which I mean both myself as lessor and a landowner. It's all grassland, no cultivated land. I am sure the same goes for the pipeline people themselves. We are finding that the land is actually wearing out on the rights-of-way, where the pipeline company and natural gas service company vehicles are required to travel.

Perhaps I should explain that. Through attribution, through our generous Chinook wind, that you are very familiar with, Mr. Chairman, the ground gets travelled and it literally blows away. We find that trucks naturally drive off to the side and make an extra trail; if a rock becomes high enough to bother them they will drive around it instead of digging it out. There is no easy answer to this.

I would say one answer that is not appropriate, not only expensive but unnecessary, is to construct improved roads. I am not suggesting I have an answer, but it seems to me it comes more under the heading of "nuisance" than under the heading of "damages", although there is some permanent damage there. There are quite a few hundred miles of pipeline on my cattle range. This was not apparent at the start, but I would say now, thirty years after they started, the nuisance factor has become more significant. I don't know what the solution is. I am sure, Mr. Stewart, with your vast experience of pipelining this must be apparent to you. I think Bill C-60 will serve a very useful purpose; even though it may be confined to the big pipelines, it will certainly have ramifications on much smaller lines. However, would you say there is adequate provision in the bill to take care of the situation I am talking about?

Mr. Stewart: I do not think C-60 really addresses the problem. It tries, for the future at least, to address some compensation for the problem. I believe, from everything I have seen and been told, that construction practices have improved a great deal. I referred earlier to needing more than 60 feet. Sixty feet used to be perfectly adequate; you could send a bulldozer in and you didn't care whether you were mixing up clay and dirt; you didn't care what you were doing. That has not been the practice for probably twenty years, but today the practice is, I think, even cleaner than it used to be. I was reminded of a comment made about the western leg. Mr. Snyder could talk further about it, if it were of interest. The pipeliners in the company talk about the prairie wool as being

[Traduction]

non, j'ai eu maintes fois l'occasion de faire l'expérience de divers canalisations de gaz naturel dans mon ranch. Elles vont d'une petite qui a deux pouces à une autre qui en a six et il y en a même une ou deux de seize pouces. Il y a des problèmes qu'on peut espérer voir disparaître, une fois le remblayage et l'ensemencement de plantes fourragères terminés. La nature suit son cours et tout est recouvert d'une herbe magnifique. Toutefois, après bon nombre d'années, je découvre que ce n'est pas nécessairement vrai.

Une bonne partie de mes terres sont relativement dures. Il n'y a pas de chemins améliorés et ainsi de suite. Je trouve que c'est une situation très difficile à laquelle nous devons nous attaquer, c'est-à-dire moi-même au double titre de bailleur et de propriétaire foncier. Il s'agit d'herbages, et non pas de terres cultivées. Je suis persuadé que c'est la même chose pour les personnes qui s'occupent du pipe-line. Nous nous rendons compte que la terre s'use le long des emprises, là où les véhicules des compagnies pétrolières ou gazières doivent passer.

Peut-être devrais-je m'expliquer. En raison d'une certaine érosion due à notre Chinook généreux, que vous connaissez très bien, monsieur le président, le sol se ravine et il est littéralement emporté par le vent. Nous nous apercevons que les camions circulent naturellement sur le côté et font une autre piste si une roche perce suffisamment pour gêner le passage des camions, ils les contournent plutôt que de l'enlever. Il n'y a pas de solution facile à ce problème.

Je dirais qu'une solution qui n'est pas indiquée qui est non seulement coûteuse, mais inutile, est la construction de meilleures routes. Je ne veux pas dire que j'ai une solution, mais il me semble qu'il s'agit plus d'une nuisance que de «dommages», bien qu'il y ait certains dommages permanents. Il y a quelques centaines de milles de pipe-lines sur mon ranch. Ce n'était pas évident au départ, mais je dirais maintenant, trente ans après début des travaux, que cette nuisance a grandi. Je ne sais pas quelle serait la solution. Je suis persuadé, monsieur Stewart, étant donné votre vaste expérience dans le domaine des pipe-line, que cette situation devrait vous être évidente, à vous qui êtes de la partie. Je pense que le projet de loi C-60 servira à des fins très utiles; même s'il ne concerne peut-être que les grands pipe-lines, il aura sûrement des répercussions sur des embranchements beaucoup moins importants. Toutefois à votre avis, ce projet de loi contient-il les dispositions nécessaires pour traiter de la situation dont je parle?

M. Stewart: Je ne pense pas que le projet de loi C-60 couvre vraiment ce problème. On essaie d'y prévoir, pour l'avenir, tout au moins, certaines indemnités en vue d'améliorer la situation. Je crois, d'après ce que j'ai vu et ce qu'on m'a dit, que les pratiques de construction se sont beaucoup améliorées. J'ai parlé précédemment de la nécessité de prévoir plus de 60 pieds. Cette longueur était auparavant parfaitement suffisante; vous pouviez mettre un bulldozer sur le terrain sans vous préoccuper de savoir si vous mélangiez l'argile et la boue; vous ne vous préoccupiez pas de ce que vous faisiez. Cela s'est amélioré depuis probablement 20 ans et je pense qu'aujourd'hui on prend encore plus de soin qu'auparavant. On m'a rappelé un commentaire que les travailleurs ont fait sur l'embranchement

[Text]

the most difficult revegetation problem they have. You go into the Yukon and you may have exotic grasses that they don't grow in lots of other places, but you can get the seed, which we are doing right now, getting ready; you can grow patches of seed and so on. But prairie wool is a very difficult thing to repropagate. On the western leg they did all kinds of things so as not to dig up anywhere other than where the ditcher was doing; they covered it over with dirt, and hopefully when they go back for the clean-up a lot of that prairie wool will still be there, rather than having bare ground. The area in which you are located is not an easy area for the kind of thing you are talking about, but I do not think Bill C-60 really addresses that adequately. It would need a very long bill to address the problem.

Mr. Hargrave: I might follow that up for a moment or two more, Mr. Chairman. I would hope the extra provisions to deal with the existing situation, with abitation, the arrival of rights-of-way and so on, might be helpful. I would add that your comments about prairie wool are very appropriate. Of course, it covers a great variety of native or natural grasses and you can't go into a seed store and buy them; you cannot buy that seed. On the other hand, nature has a wonderful way of taking care of that situation. In my experience, which goes back to long before the requirement that pipeline companies had to reseed, nature did the job reasonably well. Right now, the varieties that have been very helpful, and which are good in the drought area I am in, are Russian wild rye and Arctic wheat; once they are established they will withstand the problems of our drought.

I just thought, Mr. Chairman, I would put this situation on the record. There is a problem there, and there is no easy solution. Some companies have said, why don't we just build a proper road? I don't think that is the answer. A road is an open invitation to all kinds of people to make use of it who have no business on it. I would think an understanding of the situation that can develop over many years of existing pipelines in probably a better approach, and that was the reason I wanted to put this on the record.

Senator Williams: There is a very interesting situation that involves the public. For the protection of a landowner who had entered into an agreement with a pipeline, will periodic review of the lease be of any use to the landowner? I am not directing the question directly to the witness, Mr. Chairman.

The Chairman: I think the review procedure will cover compensation, but it does not address the environmental problem.

Senator Guay: I should like to put a question to Mr. Hargrave, if I might be allowed to do so. Notwithstanding the fact that you are a good Canadian and you want to co-operate with the pipeline, notwithstanding any compensation, if you

[Traduction]

de l'Ouest. Monsieur Snyder pourrait en parler davantage si cela vous intéresse. Les constructeurs de pipe-lines de la société parlent du foin naturel comme étant la plante la plus difficile à reproduire. Si vous allez au Yukon, par exemple, vous pouvez trouver des plantes exotiques qui ne poussent pas dans beaucoup d'autres endroits mais vous pouvez obtenir les graines de semence, ce que nous faisons à l'heure actuelle pour vous préparer; vous pouvez en faire pousser sur les lopins de terre, etc. Mais le foin naturel est très difficile à reproduire. Ceux qui ont construit l'embranchement de l'Ouest on fait l'impossible pour ne creuser que là où passait la tranchée; ils ont recouvert le terrain de boue et ils espèrent que lorsqu'ils retourneront pour le nettoyage, ils retrouveront du foin naturel plutôt que le sol dénudé. La région dans laquelle vous vous trouvez n'est pas facile pour le genre de choses dont vous parlez; mais je ne pense pas que le projet de loi C-60 traite adéquatement du sujet. Pour le faire, il faudrait probablement un texte aussi très long.

M. Hargrave: Monsieur le président, je pourrais ajouter quelque chose. J'espère que les dispositions supplémentaires pour traiter de la situation actuelle soit, arbitrage, droits d'accès, etc. pourront être utiles. Je tiens à préciser que vos commentaires au sujet du foin naturel sont très appréciés. Cela comprend, évidemment, une grande variété de plantes naturelles ou indigènes pour lesquelles on ne peut acheter de graines chez un marchand de semences; c'est une graine qui ne se vend pas. D'autre part, la nature a sa façon bien à elle de régler le problème. D'après mon expérience, qui remonte beaucoup plus loin que l'obligation pour les sociétés de pipe-lines de réensemencer, la nature se chargeait assez bien de cette responsabilité. A l'heure actuelle, les variétés qui ont été très utiles et qu'on peut cultiver dans la région de sécheresse où je me trouve, sont l'élyme de Russie et le blé de l'Arctique; après avoir été établis, ils supporteront la sécheresse.

J'ai simplement voulu, Monsieur le président, que cette situation soit mentionnée dans le compte rendu. C'est un problème et sa solution n'est pas facile. Certaines sociétés se sont demandé pourquoi ne pas construire tout simplement une route ordinaire? Je ne crois pas que ce soit la réponse. Une route est une invitation directe pour toutes sortes de gens qui n'ont rien à y faire. A mon avis, une meilleure attitude serait une compréhension de la situation qui peut se développer après bien des années d'existence des pipe-lines et c'est la raison pour laquelle je voulais que mes commentaires figurent au compte rendu.

Le sénateur Williams: C'est une situation très intéressante qui concerne le public. Pour la protection d'un propriétaire de terrains qui a conclu un accord avec une société de pipe-lines, l'examen périodique du bail lui sera-t-il utile? Je ne pose pas cette question directement au témoin, Monsieur le président.

Le président: Je pense que la procédure d'examen tiendra compte de l'indemnité mais non pas du problème de l'environnement.

Le sénateur Guay: Je voudrais poser une question à M. Hargrave si vous me le permettez. Je voudrais vous demander si, mettant de côté le fait que vous êtes un bon Canadien et que vous voulez coopérer avec la construction de pipe-lines et aussi

[Text]

had your way again would you rather not have the pipeline on your land, in view of the fact that you are a large-scale rancher and have hundreds of miles of land? Would you rather not have it on your land?

Mr. Hargrave: Mr. Chairman, perhaps I might through you respond to Senator Guay from Manitoba. I had to address myself to that question very seriously the first time it became apparent that this situation was coming, and there were arguments that came to me privately that I might save myself a lot of controversy and trouble by saying, "No, thank you. I don't think we should have any pipelines on the J-H Ranch."

Senator Guay: You wanted to co-operate.

Mr. Hargrave: I have some good neighbours and I want to get along with my neighbours. There was the inevitable argument, too, that the age of pipelines was coming, and that appealed to me; I wanted to be part of it. Ultimately I had no problem in saying that I would go along and make myself agreeable, as I have over the years. That thought did occur to me, but not too seriously, I must say. There have been more recurring nuisance problems than I ever anticipated at the very beginning, and there are no easy answers. Most of them seem to relate to long-time use of the land, the surface rights; I own some of them and I lease some of them. There are no easy answers, but that concern is still there, and is becoming a little more acute.

Senator Guay: It is not relevant to the compensation you received at the time?

Mr. Hargrave: No. I haven't said a word about compensation.

Senator Guay: I know you didn't, but I'm saying it.

Mr. Hargrave: Over the years I have been reasonably satisfied.

The Chairman: Is it the best crop you have grown?

Mr. Hargrave: Sometimes it takes that grass, not one or two years, but up to five and six years to come back, so you need a lot of patience.

The Chairman: If there are no further questions, honourable senators, on your behalf I want to thank the witnesses for their presence here this morning, Mr. Stewart and the others from Foothills. As always, your remarks have been enlightening and will no doubt be of very great interest to the members of the committee as we proceed to study Bill C-60.

The committee adjourned.

[Traduction]

la question des indemnités, vous aviez à décider de nouveau, ne préféreriez-vous pas ne pas avoir le pipe-line sur votre terrain, tenant compte du fait que vous êtes un riche propriétaire et que vous possédez des centaines de milles de terrains?

M. Hargrave: Monsieur le président, est-ce que je peux répondre à la question du sénateur Guay du Manitoba? J'ai dû me poser cette question très sérieusement dès que j'ai vu venir la situation et l'on m'a rapporté des discussions où l'on prévoyait que je m'épargnerais beaucoup de tracas et d'ennuis en refusant la construction de pipe-lines sur mon ranch.

Le sénateur Guay: Vous vouliez coopérer.

M. Hargrave: J'ai quelques bons voisins et je tiens à bien m'entendre avec eux. Il y avait aussi l'argument inévitable que l'âge des pipelines était à nos portes et je pense que cela m'attirait; je voulais être dans la course. Finalement, je n'avais pas de difficulté à prévoir que je m'entendrais bien avec les intéressés comme je pense l'avoir fait au cours des années. Cette pensée m'a bien effleuré l'esprit mais c'est tout. Il y a eu bien plus de problèmes ennuyeux et revenant sans cesse que je n'avais prévus au tout début et il n'existe pas de solution facile. La plupart de ces problèmes semblent se rapporter à l'utilisation à long terme du terrain, aux droits de superficie; je possède certains de ces droits et j'affirme certains autres. Il n'y a pas de solution facile; cette préoccupation est toujours présente et elle commence à s'accroître.

Le sénateur Guay: Cela n'a-t-il pas trait à l'indemnité que vous avez reçue à l'époque?

M. Hargrave: Non. Je n'ai rien dit au sujet de l'indemnité.

Le sénateur Guay: Je sais que vous n'en avez pas parlé mais je le mentionne moi-même.

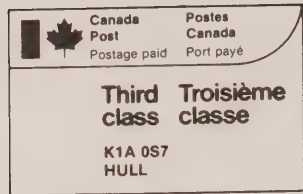
M. Hargrave: J'ai été raisonnablement satisfait au cours des années.

Le président: Est-ce la meilleure récolte que vous ayez eue?

M. Hargrave: Quelquefois cela prend plus d'un an ou deux pour que cette plante repousse, même jusqu'à cinq ou six ans; il faut donc avoir beaucoup de patience.

Le président: Si vous n'avez pas d'autres questions, honorables sénateurs, je veux remercier de votre part les témoins de leur présence ici ce matin, M. Stewart et ses collègues de la Foothills. Comme toujours, vos commentaires nous ont éclairés et seront sans aucun doute d'un très grand intérêt pour les membres du Comité à mesure que nous procéderons à l'étude du projet de loi C-60.

La réunion est ajournée.



If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Printing Office,
Supply and Services Canada,
45 Sacré-Coeur Boulevard,
Hull, Quebec, Canada, K1A 0S7

En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:
Imprimerie du gouvernement canadien,
Approvisionnement et Services Canada,
45, boulevard Sacré-Coeur,
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7

APPEARING—COMPARAÎT

The Honourable H. A. (Bud) Olson, P.C., Minister responsible for the Northern Pipeline Agency.

L'honorable H. A. (Bud) Olson, c.p., ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord.

WITNESSES—TÉMOINS

From the National Energy Board:

Mr. Alan R. MacDonald, Counsel, Law Branch.

De l'Office national de l'énergie:

M. Alan R. MacDonald, avocat-conseil, Direction du contentieux.

From Foothills Pipe Lines (Yukon) Limited:

Mr. Murray E. Stewart, Executive Vice-President, Corporate;

Mr. Robert B. Snyder, Vice-President and Acting General Manager, Alaska Project Division, NOVA.

De la Foothills Pipe Lines (Yukon) Limited:

M. Murray E. Stewart, vice-président exécutif, sociétés;

M. Robert B. Snyder, vice-président et directeur général suppléant, Division des projets de l'Alaska, NOVA.



First Session
Thirty-second Parliament, 1980-81

SENATE OF CANADA

*Proceedings of the Special
Committee of the Senate on the*

Northern Pipeline

Chairman:
The Honourable EARL A. HASTINGS

Tuesday, March 24, 1981

Issue No. 13

Second Proceedings on:
Bill C-60, intituled: "An Act to amend
the National Energy Board Act"

WITNESSES:
(See back cover)

Première session de la
trente-deuxième législature, 1980-1981

SÉNAT DU CANADA

*Délibérations du comité
spécial du Sénat sur le*

Pipe-line du Nord

Président:
L'honorable EARL A. HASTINGS

Le mardi 24 mars 1981

Fascicule n° 13

Deuxième fascicule concernant:
Le Bill C-60, intitulé: «Loi modifiant la
Loi sur l'Office national de l'énergie»

TÉMOINS:
(Voir à l'endos)

SPECIAL COMMITTEE OF THE SENATE ON THE NORTHERN PIPELINE

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*
The Honourable Paul Lucier, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

| | |
|----------|------------|
| Adams | Lucier |
| Austin | Molgat |
| Balfour | Nurgitz |
| Bielish | *Perrault |
| Cottreau | Riley |
| Doody | Rowe |
| Guay | Sherwood |
| Hastings | Thériault |
| Hays | Tremblay |
| Langlois | Williams |
| | Yuzyk—(21) |

**Ex Officio Member*

(Quorum 5)

COMITÉ SPÉCIAL DU SÉNAT SUR LE PIPE-LINE DU NORD

Président: L'honorable Earl A. Hastings
Vice-président: L'honorable Paul Lucier

Les honorables sénateurs:

| | |
|----------|------------|
| Adams | Lucier |
| Austin | Molgat |
| Balfour | Nurgitz |
| Bielish | *Perrault |
| Cottreau | Riley |
| Doody | Rowe |
| Guay | Sherwood |
| Hastings | Thériault |
| Hays | Tremblay |
| Langlois | Williams |
| | Yuzyk—(21) |

**Membre d'office*

(Quorum 5)

ORDER OF REFERENCE

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate,
Tuesday, March 17, 1981:

"Pursuant to the Order of the Day, the Senate resumed the debate on the motion of the Honourable Senator Olson, P.C., seconded by the Honourable Senator Frith, for the second reading of the Bill C-60, intituled: "An Act to amend the National Energy Board Act".

After debate, and—

The question being put on the motion, it was—
Resolved in the affirmative.

The Bill was then read the second time.

The Honourable Senator Frith moved, seconded by the Honourable Senator Perrault, P.C., that the Bill be referred to the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline.

The question being put on the motion, it was—
Resolved in the affirmative."

ORDRE DE RENVOI

Extrait des Procès-verbaux du Sénat, le mardi 17 mars,
1981:

«Suivant l'Ordre du jour, le Sénat reprend le débat sur la motion de l'honorable sénateur Olson, C.P., appuyé par l'honorable sénateur Frith, tendant à la deuxième lecture du Bill C-60, intitulé: «Loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie».

Après débat,

La motion, mise aux voix, est adoptée.

Le bill est alors lu pour la deuxième fois.

L'honorable sénateur Frith propose, appuyé par l'honorable sénateur Perrault, C.P., que le bill soit déféré au Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord.

La motion, mise aux voix, est adoptée.»

Le greffier du Sénat

Robert Fortier

Clerk of the Senate

MINUTES OF PROCEEDINGS

TUESDAY, MARCH 24, 1981
(20)

The Special Committee for the Senate on the Northern Pipeline met this day at 9:30 a.m., the Chairman, the Honourable Earl A. Hastings, presiding.

Members of the Committee present: The Honourable Senators Adams, Balfour, Bielish, Doody, Hastings, Hays, Lucier and Riley. (8)

In attendance: Daniel Amireault, Administrative Assistant to the Committee. *From the Research Branch, Library of Parliament:* Sonya Dakers.

Witnesses:

From the Canadian Gas Association:

Mr. Gordon MacKendrick, Manager, Government and Corporations Relations;

Mr. Lou Bresolin, Manager, Operating Division.

From the Canadian Federation of Agriculture:

Mr. Glen Flaten, President;

Mr. Stan Bell, Representative of UNIFARM;

Mr. David Kirk, Executive Secretary;

Mr. François Lemieux, Counsel.

From the Alberta Surface Rights Federation:

Mr. Gordon Moulton, Secretary-treasurer;

Mr. Harvey Gardner, Director.

The Committee resumed its consideration of Bill C-60, intituled: "An Act to amend the National Energy Board Act".

Mr. MacKendrick made an opening statement.

Mr. Bresolin read a letter dated March 23, 1981, addressed to the Chairman and signed by Mr. D. E. Alderson, President of the Association.

The witnesses answered questions.

Mr. Bert Hargrave, Member of Parliament for Medicine Hat, upon being invited by the Chairman to take part in the proceedings, made some comments.

The Committee proceeded to hear the representations of the Canadian Federation of Agriculture.

Mr. Flaten made an opening statement.

Mr. Bell read a Submission.

The witnesses answered questions.

The Committee proceeded to hear the representations of the Alberta Surface Rights Federation.

Mr. Moulton read a Submission.

The witnesses answered questions.

At 11:15 a.m., the Committee adjourned until Thursday, March 26, 1981 at 9:30 a.m.

ATTEST:

PROCÈS-VERBAL

LE MARDI 24 MARS 1981
(20)

Le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord se réunit aujourd'hui à 9 h 30 sous la présidence de l'honorable Earl A. Hastings (président).

Membres du Comité présents: Les honorables sénateurs Adams, Balfour, Bielish, Doody, Hastings, Hays, Lucier et Riley. (8)

Aussi présents: Daniel Amireault, adjoint administratif du Comité. *Du Service de recherches de la Bibliothèque du Parlement:* Sonya Dakers.

Témoins:

De l'Association canadienne du gaz:

M. Gordon MacKendrick, directeur du Service des relations avec les gouvernements et les sociétés;

M. Lou Bresolin, directeur de la division des opérations

De la Fédération canadienne de l'agriculture:

M. Glen Flaten, président;

M. Stan Bell, représentant de la UNIFARM;

M. David Kirk, secrétaire exécutif;

M. François Lemieux, conseiller juridique.

De l'Alberta Surface Rights Federation:

M. Gordon Moulton, secrétaire-trésorier;

M. Harvey Gardner, directeur.

Le Comité reprend l'étude du bill C-60, intitulé: «Loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie».

M. MacKendrick fait une déclaration préliminaire.

M. Bresolin donne lecture d'une lettre du 23 mars 1981 adressée au président et signée par M. D. E. Alderson, président de l'Association.

Les témoins répondent aux questions.

M. Bert Hargrave, député de Medicine Hat, sur invitation du président à prendre part aux délibérations, fait certains commentaires.

Le Comité entreprend l'audition du témoignage de la Fédération canadienne de l'agriculture.

M. Flaten fait une déclaration préliminaire.

M. Bell donne lecture d'un mémoire.

Les témoins répondent aux questions.

Le Comité entreprend l'audition du témoignage de l'Alberta Surface Rights Federation.

M. Moulton donne lecture d'un mémoire.

Les témoins répondent aux questions.

A 11 h 15, le Comité suspend ses travaux jusqu'au jeudi 26 mars 1981, à 9 h 30.

ATTESTÉ:

Le greffier du Comité

Aline Pritchard

Clerk of the Committee

EVIDENCE

Ottawa, Tuesday, March 24, 1981

[Text]

The Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline, to which was referred Bill C-60, to amend the National Energy Board Act, met this day at 9:30 a.m. to give consideration to the bill.

Senator Earl A. Hastings (*Chairman*) in the Chair.

The Chairman: Honourable senators, as we proceed with our study of Bill C-60, an act to amend the National Energy Board Act, our witnesses this morning will be from the Canadian Gas Association, the Canadian Federation of Agriculture and the Alberta Surface Rights Federation. We will hear first from the Canadian Gas Association. Representing them this morning are Mr. Gordon MacKendrick, Manager of the Government and Corporate Relations Division, and Mr. Lou Bresolin, the Manager of the Operating Division. I understand Mr. MacKendrick will make an opening statement.

Mr. Gordon MacKendrick, Manager, Government and Corporations Relations, Canadian Gas Association: Thank you very much, Mr. Chairman. My prime function here today is as Manager of the Government and Corporate Relations Division. I should like to introduce Mr. Lou Bresolin, who is Manager of the Operating Division. Under him falls the CGA Standing Committee on Legal and Land Agreements, and, essentially, the work that has been done has been done under his direction. I should therefore like to turn it over to Lou Bresolin now.

Mr. Lou Bresolin, Manager, Operating Division, Canadian Gas Association: Thank you, Gordon.

Mr. Chairman, honourable senators, I will start out by reading a letter addressed to you from the Canadian Gas Association, if I may.

The Chairman: Yes.

Mr. Bresolin: The letter reads:

Dear Sir:

Re: Bill C-60, An Act to Amend the National Energy Board Act

This is to express our appreciation for the opportunities you have provided for comments upon the Bill C-60, An Act to Amend the National Energy Board Act.

The Canadian Gas Association has been pleased to have participated in the earlier discussions concerning Bill S-12, and we were pleased to have met with Senator H. A. Olson, to provide our concerns as developed by members of our Land and Legal Agreements Committee.

Now that Bill C-60 is in its final stages, our members have elected to make separate submissions because of their special interests and areas of operations. Therefore, our submission will only be to comment in a general way on concerns which seem to be common.

First, there is the interpretation that Bill C-60 takes away any right to negotiate for right-of-way for a pipeline

TÉMOIGNAGES

Ottawa, le mardi 24 mars 1981

[Traduction]

Le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord se réunit ce matin à 9 h 30, pour étudier le bill C-60, Loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie, qui lui a été renvoyé.

Le sénateur Earl A. Hastings (*président*) occupe le fauteuil.

Le président: Honorables sénateurs, dans le cadre de notre étude du bill C-60, Loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie, nous entendrons ce matin des représentants de l'Association canadienne du gaz, de la Fédération canadienne de l'agriculture et de l'Alberta Surface Rights Federation. Nous entendrons d'abord les représentants de l'Association canadienne du gaz, M. Gordon MacKendrick, directeur de la Division des relations avec le gouvernement et les entreprises, et M. Lou Bresolin, directeur de la Division des opérations. M. MacKendrick fera les déclarations d'usages.

M. Gordon MacKendrick, directeur du Service des relations avec les gouvernements et les sociétés, Association canadienne du gaz: Merci beaucoup, Monsieur le président. Je suis ici, aujourd'hui, à titre de directeur de la Division des relations avec le gouvernement et les entreprises. J'aimerais vous présenter M. Lou Bresolin, directeur des opérations à l'ACG. C'est de lui que relève le Comité permanent des ententes foncières et juridiques de l'ACG et, fondamentalement, c'est lui qui a été responsable de la gestion de nos travaux. Je lui cède donc la parole.

M. Lou Bresolin, directeur de la division des opérations, Association canadienne du gaz: Merci Gordon.

Monsieur le président, honorables sénateurs, j'aimerais commencer par la lecture d'une lettre que l'Association canadienne de gaz vous adresse.

Le président: Allez-y.

M. Bresolin: Voici la lettre:

Monsieur,

Objet: Bill C-60, Loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie

Nous tenons, par la présente, à vous remercier de nous donner l'occasion d'exprimer nos opinions sur le bill C-60, Loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie.

L'Association canadienne du gaz est heureuse d'avoir participé aux premières discussions sur le bill S-12, et de rencontrer le sénateur H. A. Olson, à qui nous avons fait part des préoccupations des membres de notre Comité sur les accords juridiques et fonciers.

Puisque le bill C-60 en est maintenant à la dernière étape, nos membres ont décidé de présenter des mémoires individuels qui traduisent leurs intérêts et secteurs d'activité particuliers. Ainsi, notre mémoire ne représente que des considérations générales sur les préoccupations que les membres de notre Association semblent partager.

Prémièrement certains semblent croire que le bill C-60 annule tout droit de négocier, avec le propriétaire foncier,

[Text]

with the landowner prior to having a detailed plan profile and book of reference. This should be clarified.

Second, and this follows in some part from the interpretation of the first, there is concern that acquisition of right-of-way and initiation of a project will be delayed.

Thirdly, delays, and requirements to have a detailed project plan, which will require modification as a result of any changes in the plan due to subsequent agreements, will increase costs. These costs must inevitably be borne by those who buy the natural gas as end users.

We, therefore, respectfully ask that attention be given to such matters, while at the same time considering the value to the end user to be able to receive energy at fair and competitive market value.

Respectfully submitted,

D. E. Alderson

The Chairman: Thank you, gentlemen. I will ask Senator Hays to lead off the questioning.

Senator Hays: Thank you, Mr. Chairman. Gentlemen, I am not really familiar with what has gone on before with respect to your organization, but am I correct that your concern with the negotiations has to do with when they are being renegotiated in five years?

Mr. Bresolin: That seems to be the common concern, sir.

Senator Hays: Are you suggesting any amendments to the bill in order to correct that?

Mr. Bresolin: When we first looked at Bill S-12, we had gone into some proposed amendments at that time. At this point however some of our members are making specific comments on specific items in the bill, and we feel that we cannot go further than that we have said at the moment, because of their special interest and their special areas of operations.

Senator Hays: With what particular section of the bill are you uncomfortable?

Mr. Bresolin: Again, I have to say that we cannot, as an association, speak on any particular section of the bill, due to the special interests of our members, some of whom have chosen to speak separately, apart from the association brief.

Senator Hays: Do you feel that these areas of unacceptability can be resolved in the regulations, or should they be included in the bill?

Mr. Bresolin: I am really not sure how they may be resolved.

Senator Hays: What you are really telling us is that you do not like this part of the bill, but that we should fix it up?

Mr. Bresolin: I guess what I am really doing is reiterating the concerns which have been discussed with regard to the

[Traduction]

un droit de passage pour un pipe-line, avant la préparation d'un plan, d'un profil et d'un livre de renvoi détaillé. Cette question devrait être éclaircie.

Deuxièmement, et ceci découle en quelque sorte de l'interprétation du premier point, on craint que l'acquisition du droit de passage et le début des travaux s'en trouveront retardés.

Troisièmement, les délais et la nécessité d'avoir un plan détaillé du projet, que devra être modifié si on apporte des modifications au plan général dans le cadre d'ententes ultérieures, entraînera une augmentation des coûts. C'est inévitablement le consommateur de gaz naturel qui devra acquitter la facture.

Nous vous demandons donc de vous arrêter à ces questions, tout en tenant compte de la nécessité d'assurer à l'utilisateur une source énergétique à un prix raisonnable et concurrentiel.

Veuillez agréer, Messieurs, l'expression de notre considération distinguée

D. E. Alderson

Le président: Merci Messieurs. Je demanderais à Monsieur Hays de poser la première question.

Le sénateur Hays: Merci, monsieur le président. Messieurs, je ne suis pas tellement au courant des démarches et de la situation antérieures de votre association, mais ai-je raison de croire que votre préoccupation porte sur la renégociation après cinq ans?

M. Bresolin: Tous les membres de l'Association semblent partager cette préoccupation Monsieur.

Le sénateur Hays: Avez-vous des modifications à proposer à ce bill, afin de remédier à ce problème?

M. Bresolin: Lorsque nous avons étudié pour la première fois le bill S-12, nous avions présenté des modifications possibles. Mais aujourd'hui, certains de nos membres présentent leurs commentaires particuliers sur des aspects précis du projet de loi, et nous sommes d'avis que nous ne pouvons pas en dire plus long maintenant, en raison de leurs intérêts et de leurs secteurs d'activités particuliers.

Le sénateur Hays: Quel est l'article qui vous préoccupe?

M. Bresolin: Encore une fois, je dois dire que nous ne pouvons pas, à titre d'association, présenter des commentaires sur un article donné du projet de loi, étant donné les intérêts particuliers de nos membres, certains d'entre eux ont décidé de présenter leurs propres commentaires, indépendamment du mémoire présenté par l'Association.

Le sénateur Hays: Croyez-vous que ces préoccupations peuvent être réglées dans les règlements, ou devrait-on en traiter dans le projet de loi?

M. Bresolin: Je ne suis vraiment pas certain de la façon de les résoudre.

Le sénateur Hays: Vous me dites donc que vous n'aimez vraiment pas cette partie du projet de loi, mais que c'est nous qui devrions la modifier?

M. Bresolin: Je suppose que je ne fais en somme que répéter les préoccupations dont on a discuté quant aux répercussions

[Text]

effect of this legislation on future land acquisitions for right of way and the cost of building pipelines.

Senator Hays: Perhaps you could give me an example of the problem of renegotiating right of way across a person's land after there has been a pipeline across that land for 25 years. Can you give an example of the problems you will encounter in dealing with this particular land owner?

Mr. Bresolin: Unfortunately, my experience is not in land acquisition, so if I were to give an example, it would be very hypothetical and at very long distance. Again, our members will be speaking individually and, I understand, have already provided these kinds of examples.

Senator Hays: Thank you. I have no other questions.

The Chairman: Perhaps I could ask you then, Mr. MacKendrick or Mr. Bresolin, to explain why you feel that this legislation will jeopardize early negotiations for right of way. What kind of negotiations would take place prior to the plan and to the book of reference being approved? How can you say here that it will jeopardize prior negotiations? What prior negotiations are we talking about?

Mr. Bresolin: Initial contacts with the landowner before there is a complete plan ready as to exactly how the pipeline will be built and what will be required to put it in place. This is as I understand it.

The Chairman: I do not believe there is anything which would preclude an initial contact, although there is something which would preclude entering into an initial agreement. How can you enter into an agreement when you cannot tell me where the right of way will go?

Mr. Bresolin: I am glad to hear you say that, because I have the impression that some people are concerned about this very point, that a complete plan will have to be in place before they can even begin to make initial contact. I am certainly glad to hear that this is not the case.

The Chairman: I am not referring to an initial agreement, I am referring to initial contact. There is a difference between initial contact and entering into an initial agreement prior to opening the pipeline. The act provides that if I were a landowner, you would have to explain my rights and inform me as to where the pipeline will go. The normal practice over the years is that the landowner is informed as to where the pipeline will go as the easement is negotiated, so the landowner will know exactly what he is giving up.

Mr. Bresolin: Again, I say that this is the kind of interpretation held by some people.

The Chairman: There should be the built-in protection to the landowner that you explain exactly what you are taking and exactly what he is selling before you enter into an agreement. There is nothing to preclude initial contact or to say "Hello, we are coming".

Mr. Bresolin: I am sure there is no disagreement with that.

The Chairman: Are there any other questions?

[Traduction]

de cette Loi sur les acquisitions de terrains à l'avenir pour les emprises et le coût de construction des pipe-lines.

Le sénateur Hays: Vous pourriez peut-être me donner un exemple du problème que pose la renégociation des droits de passage sur les terrains d'un particulier qui sont traversés par un pipe-line depuis 25 ans. Quels genres de problèmes avez-vous rencontrés avec ce propriétaire?

M. Bresolin: Malheureusement, je n'ai guère d'expérience en matière d'acquisitions de terrains, et si je vous donnais un exemple, il serait tout à fait hypothétique et peu conforme à la réalité. Nos membres vont intervenir un par un et je crois savoir qu'ils vous ont déjà des exemples de ce genre.

Le sénateur Hays: Merci. Je n'ai pas d'autre question.

Le président: Je voudrais maintenant demander à M. MacKendrick ou à M. Bresolin de nous dire pourquoi, à leur avis, ce projet de loi risque d'avoir des effets négatifs sur les premiers stades des négociations d'une emprise. Quelles négociations peuvent intervenir avant l'approbation du plan et du livre de renvoi? Pourquoi parlez-vous d'un risque pour les négociations préalables? De quelles négociations préalables voulez-vous parler?

M. Bresolin: Je veux parler de la première prise de contact avec le propriétaire avant qu'on ait décidé exactement du tracé du pipe-line et de sa mise en place. C'est ainsi que je vois les choses.

Le président: A mon avis, rien ne peut gêner un premier contact, mais il n'en va pas de même pour un accord initial. Comment peut-il y avoir accord si l'emprise n'est pas encore délimitée?

M. Bresolin: Je suis heureux de vous l'entendre dire, car il y a des gens qui se préoccupent de cette question et craignent que les premiers contacts n'interviennent qu'une fois que le plan sera terminé. Je suis heureux d'apprendre que ce n'est pas le cas.

Le président: Je ne parle pas de l'accord initial, mais du premier contact. Il y a une différence entre ce premier contact et la conclusion d'un accord initial avant le début des travaux du pipe-line. La loi prévoit que le propriétaire doit être informé de ses droits et du tracé du pipe-line. Selon l'usage établi au fil des années, le propriétaire est informé de l'emplacement du pipe-line au moment de la négociation de la servitude, de façon qu'il sache exactement ce à quoi il doit renoncer.

M. Bresolin: Encore une fois, c'est bien comme cela que certains interprètent le projet de loi.

Le président: Il faut assurer systématiquement la protection du propriétaire en lui expliquant exactement, avant la conclusion de l'accord ce qu'on lui prend et ce qu'il doit vendre. Mais rien ne peut gêner le premier contact.

M. Bresolin: Personne n'en disconvient.

Le président: Y a-t-il d'autres questions?

[Text]

Senator Hays: If there are no other questions, may I ask one more? You say that you represent 650 corporate and individual members. Are these co-operatives, gas companies and so on which are putting lines through? Name four or five found in southern Alberta so I will know what you are talking about.

Mr. Bresolin: First of all, my particular division represents distributors and transmission line people. On my land and legal agreements committee are representatives of these companies who handle the company's interests in land acquisitions. I would name such companies as West Coast Transmissions, Nova, TransCanada Pipelines, utilities such as Consumer's Gas, Canadian Western Natural Gas and Northwestern Utilities.

Senator Hays: And these people will be making their own representations?

Mr. Bresolin: I understand that the transmissions people will be making their own representations.

Senator Hays: Thank you.

Mr. Bert Hargrave, M.P.: Mr. Chairman, is it in order that I participate?

The Chairman: By all means. You are the honourable member from Medicine Hat?

Mr. Hargrave, M.P.: Yes. My question follows on a point which you, Mr. Chairman, raised about the statement on the first page, which reads:

First, there is the interpretation that Bill C-60 takes away any right to negotiate for right-of-way for a pipeline . . .

I have a fair amount of experience through my own ranchland with pipelines and pipeline rights of way. It seems to me that by and large a very high percentage of the pipeline easements and agreements are arrived at through private negotiations and that very few of them go before the surface rights boards or such bodies. It is also my understanding that there is a very good rapport between reputable landmen, landowners and representatives of the oil companies in my region, with regard to leasing of grazing land. Does this statement suggest that this new bill or the regulations therefrom will in some way affect that longstanding tradition of the two parties arriving at agreement on a private basis? Are you concerned that the new bill will mean that a much higher percentage of such arrangements will have to go before some form of arbitration or surface rights board?

Mr. Bresolin: Apparently this is the interpretation which some people are giving to the bill. That is why we say that it needs some clarification. Some people have expressed the fears which you have mentioned.

Mr. Hargrave, M.P.: If that is so, then that would be unfortunate. It has been my experience that in most cases satisfactory discussions can take place well ahead of the commencement of the physical pipeline operations, that is, the course is set well in advance of the preliminary contract. For at least 30 years in southern Alberta, such arrangements have worked reasonably well. Of course, there are valid reasons for including provisions for settlement by surface rights boards or

[Traduction]

Le sénateur Hays: Puis-je encore poser une question? Vous dites que vous représentez 650 individus ou sociétés. S'agit-il de coopératives, de compagnies de gaz, et ainsi de suite, qui posent des canalisations? Pouvez-vous me nommer quatre ou cinq de vos membres du sud de l'Alberta, que je puisse savoir de quoi vous parlez?

M. Bresolin: Tout d'abord, la division à laquelle j'appartiens représente des distributeurs et des sociétés de transport. Le comité des accords fonciers et juridiques auquel j'appartiens comptent des représentants de ces compagnies qui interviennent dans les acquisitions de terrains. Je pourrais vous citer des noms comme West Coast Transmissions, Nova, TransCanada Pipelines, et des services publics comme Consumer's Gas, Canadian Western Natural Gas et Northwestern Utilities.

Le sénateur Hays: Est-ce que ces sociétés feront connaître individuellement leur point de vue?

M. Bresolin: Oui.

Le sénateur Hays: Je vous remercie.

M. Bert Hargrave, député: Monsieur le président, puis-je participer au débat?

Le président: Absolument. Vous êtes bien l'honorable député de Medicine Hat?

M. Hargrave, député: Oui. Ma question fait suite à celle que vous avez soulevée, monsieur le président, à propos de cette déclaration, qui figure à la première page:

Tout d'abord, on prétend que le bill C-60 supprime tout droit de négocier l'emprise d'une pipe-line . . .

En tant que propriétaire, j'ai fait moi-même l'expérience des pipe-lines et des emprises. Il me semble que très souvent, on parvient à un accord sur la servitude du pipe-line par des négociations de gré à gré, et qu'il est rarement nécessaire de recourir aux surface rights boards et aux organismes de ce genre. Il me semble également général, de très bons rapports s'établissent entre les propriétaires de bonne foi et les représentants des compagnies pétrolières, lorsqu'il s'agit de louer des terrains de pacage. Cette déclaration laisse-t-elle entendre que le projet de loi ou ses règlements d'application pourraient être préjudiciables à cette longue tradition d'ententes de gré à gré? Craignez-vous que le projet de loi fasse augmenter la proportion des cas soumis à l'arbitrage ou aux organismes comme les surface rights board?

M. Bresolin: Apparemment, c'est ce que craignent certains à la lecture de loi. C'est pourquoi nous estimons qu'il nécessite des précisions. Certaines personnes craignent que les choses évoluent dans le sens que vous avez indiqué.

M. Bert Hargrave, député: Une telle évolution serait regrettable. J'ai constaté personnellement que dans la plupart des cas, les négociations aboutissaient bien avant le début des travaux de construction; les choses sont réglées bien avant les premiers contrats. Dans le sud de l'Alberta, ces accords donnent d'assez bons résultats depuis plus de 30 ans. Naturellement, il n'est pas inutile de prévoir un règlement par la surface rights board ou par un organisme de réglementation pour les

[Text]

other regulatory bodies when agreement cannot be reached. But I would hope that Bill C-60 does not prevent these types of private arrangements from taking place. Mr. Chairman, I merely comment on the question. That is all I have to say.

The Chairman: If there are no other questions, I thank you gentlemen for your assistance and your attendance here this morning. Officials from the Canadian Federation of Agriculture will be our next witnesses. We have with us Mr. Glen Flaten, the President and Mr. Stan Bell who is on his immediate right. I will call on Mr. Flaten to introduce the witnesses this morning.

Mr. Glen Flaten, President, Canadian Federation of Agriculture: Thank you very much, Mr. Chairman. On behalf of the Canadian Federation of Agriculture, I should like to say, initially, that we appreciate an opportunity to make a submission to this Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline.

With me today is Mr. Stan Bell, a member of our board, who has been involved in all of the discussions on the pipeline and the pipeline bill and who will participate in our discussions this morning. Also with us, and known to most of you is Mr. David Kirk, our Executive Secretary at CFA who has been working on this submission. Also with us this morning is Mr. François Lemieux, our legal adviser who will be available during the question period. Mr. Bell will read our submission, and we will then be available for questions.

Mr. Stan Bell, Representative of UNIFARM, Canadian Federation of Agriculture: Honourable senators, we have a brief submission to the Special Senate Committee on the Northern Pipeline regarding Bill C-60, an act to amend the National Energy Board Act.

The Canadian Federation of Agriculture welcomes and supports this legislation, as it did the Senate Bill S-12 in 1979. It is anxious to see its early passage and regrets that in the drafting of Bill C-60 there seem to be some inadequacies that require requests for amendment. It is hopeful that these requests can be met without unduly delaying the bill's passage.

Five-Year Review

Clause 74(2)(h) of the Bill provides for "review of the amount of compensation payable for acquisition of lands every five years where annual or other periodic payments have been selected".

It is our submission that it was the intent of the Senate in passing Bill S-12, and it is most certainly our understanding of the intent, that if the owner went to arbitration in connection with the five-year review, changes that had taken place in land values over the five years would be one of the factors considered by the arbitration committee. We have heard it put this way: That the five-year review would put the periodic payments to be made in a similar relationship, as far as compensation for lands was concerned, with settlements that might be currently reached for similar land under a new acquisition.

Clause 75.19(1) sets out the compensation matters to which the arbitration committee shall address itself, including "the

[Traduction]

cas où les parties ne parviennent pas à un accord. Mais j'espère que le bill C-60 n'empêchera pas ce type d'entente de gré à gré. Monsieur le président, voilà tout ce que je voulais dire sur cette question.

Le président: S'il n'y a pas d'autre question, il me reste à vous remercier d'être venus ici ce matin nous prêter votre concours. Nos prochains témoins sont les représentants de la Fédération canadienne de l'agriculture. Nous avons parmi nous M. Glen Flaten, président de la Fédération, et M. Stan Bell, qui est assis à sa droite. Je vais demander à M. Flaten de nous présenter les témoins de ce matin.

M. Glen Flaten, président, Fédération canadienne de l'agriculture: Merci beaucoup, monsieur le président. Je voudrais tout d'abord dire, au nom de la Fédération canadienne de l'agriculture, que nous sommes très heureux d'avoir eu la possibilité d'intervenir devant le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord.

Nous avons avec nous aujourd'hui M. Stan Bell, qui fait partie de notre conseil d'administration, et qui a participé à toutes les discussions sur le pipe-line et sur ce projet de loi; il prendra part aux discussions ce matin. La plupart d'entre vous connaissez M. David Kirk, notre secrétaire exécutif, qui a collaboré à la rédaction de ce rapport. Nous avons également M. François Lemieux, notre conseiller juridique, qui répondra à vos questions. M. Bell va nous donner lecture du mémoire, puis il répondra à vos questions.

M. Stan Bell, représentant de la UNIFARM, Fédération canadienne de l'agriculture: Honorables sénateurs, nous avons préparé un court mémoire à l'intention du Comité sénatorial spécial sur le pipe-line du Nord concernant le bill C-60, Loi modifiant la loi sur l'Office national de l'énergie.

La Fédération canadienne de l'agriculture approuve ce projet de loi, comme elle approuvait le bill S-12 en 1979. Elle espère qu'il sera rapidement adopté mais regrette que certaines dispositions présentent des imperfections qui nécessitent des amendements. Elle espère que ceux-ci pourront être apportés sans retarder indûment l'adoption du bill.

Examen quinquennal

L'alinéa 74(2)(h) prévoit «un examen quinquennal du montant de l'indemnité à payer pour l'acquisition de terrains lorsque le mode de paiement choisi consiste en versements annuels ou autres versements périodiques».

Selon l'intention du Sénat dans le bill S-12 et selon l'intention des rédacteurs du présent projet de loi, si le propriétaire demande un arbitrage à propos de l'examen quinquennal, les changements intervenus dans la valeur des terrains au cours de la période de cinq ans doivent être considérés par le comité d'arbitrage. Autrement dit, l'examen quinquennal devrait imposer, au titre de l'indemnité à payer pour l'acquisition des terrains, des versements périodiques conformes aux prix qu'atteindraient au même moment des terrains semblables en cas de cession.

Le paragraphe 75.19(1) énonce les domaines de compétences du comité d'arbitrage à propos des indemnités, qui com-

[Text]

market value of the lands taken by the company" so far so good; but in Clause 75.19(2) market value is defined as that "at the time of their taking", which would appear to frustrate the intent of the legislation. We suggest the addition of the words "or at time of review under the requirements of 74(2)(b)".

We would note that the wording seems to limit the matters the committee can address to those referred to in the notice given by the owner. It would be unfortunate if this restricted the committee to considering matters that arose in the course of the arbitration but might not have been specifically referred to in the notice.

We would note that we raised this concern and made the same recommendation for amendment at the time of our appearance before this committee on S-12. Any discussion we have since had, or heard in this committee on the point, has re-inforced our concern and we would urgently request that this matter be corrected so that the intent of the proponents of this bill will not be frustrated.

Application and Interpretation—Section 73

This section is one designed to limit the application of the negotiation and arbitration procedures by excluding from negotiation and arbitration claims against a company for loss or personal injury, awards or agreements made before the passage of the act, or claims arising out of the activities of a company "unless directly related" to:

- (i) acquisition of lands for the pipeline;
- (ii) construction of the pipeline; or
- (iii) the inspection, maintenance or repair of the pipeline.

It is this latter provision in clause 73 (1)(a) of the bill that concerns us. What is intended to be excluded from the jurisdiction of the negotiations and arbitrations, and why? It seems to us that this provision is in direct contradiction to both the letter and spirit of other sections of the Act, and specifically:

1. Clause 74(2) sets out the matters for which an agreement must take provision. Clause 74(2)(c) states:

(c) compensation for all damages suffered as a result of the operations of the company;

And 74(2)(d) states:

(d) indemnification from all liabilities, damages, claims, suits and actions arising out of the operations of the company . . .

It seems to us that 73(1)(a) may be argued to exclude from the purview of negotiators or the arbitrators some of the mandatory requirements in the agreement for compensation and indemnification provisions, leaving them matters which can only be resolved by the courts. We refer particularly to matters provided for in 74(2)(c) and (d). It could also undermine the objectives of sections 74(2)(f) and 75.29(a) which gives the Governor-in-Council authority to provide for com-

[Traduction]

prennent notamment «la valeur marchande des terrains pris par la compagnie» et ainsi de suite; mais au paragraphe 75.19(2) la valeur marchande est définie comme la valeur des terrains au moment où ils ont été pris, ce qui semble contraire à l'intention du législateur. Nous proposons d'ajouter à cette disposition les mots «ou au moment de l'examen entrepris conformément aux exigences de l'alinéa 74(2)b)".

Il semble que la formulation de cette disposition limite la compétence du comité aux questions figurant sur l'avis signifié par le propriétaire. Il serait fâcheux que le comité soit ainsi empêché de considérer les questions qui surgissent au cours de l'arbitrage et qui n'ont pas été énoncées explicitement dans l'avis.

Nous avons formulé la même préoccupation et la même recommandation d'amendement lors de notre comparution devant ce comité à propos du bill S-12. Les échanges auxquels nous avons participé depuis lors à ce propos, notamment devant ce comité, ont renforcé notre point de vue, et nous demandons instamment que l'on corrige cette imperfection de façon à respecter l'intention des auteurs de ce bill.

Application et définition—article 73

Cet article vise à limiter la situation des procédures de négociation et d'arbitrage en excluant les demandes à l'encontre d'une compagnie pour les dommages corporels, et les décisions et accords portant sur les questions d'indemnité qui ont été rendues ou qui sont intervenus avant l'entrée en vigueur de la loi, et les demandes à l'encontre d'une compagnie qui relèvent des opérations de celles-ci, à moins que ces opérations ne soient directement reliées à:

- (1) l'acquisition de terrains pour la construction du pipe-line,
- (2) la construction, du pipe-line ou
- (3) l'inspection, l'entretien ou la réparation du pipe-line.

C'est cette dernière disposition de l'alinéa 73(1)a) qui nous préoccupe. Que veut-on véritablement exclure des procédures de négociation et d'arbitrage, et pourquoi en est-il ainsi? Il nous semble que cette disposition est fondamentalement contraire à l'esprit et à la lettre des autres dispositions de la loi, et notamment:

1. Au paragraphe 74(2), qui énonce les éléments qui doivent être prévus à l'accord, l'alinéa 74(2)c) est ainsi libellé:

(c) une indemnité pour tous les dommages subis du fait des opérations de la compagnie;

et à l'alinéa 74(2)(d), qui est ainsi libellé:

(d) une indemnisation pour les obligations, dommages, droits, réclamations, poursuites et actions issus des opérations de la compagnie . . .

A notre avis, on peut prétendre que l'alinéa 73(1)(a) exclut du domaine de compétence des négociateurs ou des arbitres certaines des exigences de l'accord en matière d'indemnisation et d'indemnités, en ne laissant que les questions qui ne peuvent être tranchées que par les tribunaux. Nous faisons notamment référence aux questions évoquées aux alinéas 74(2)(c) et (d). La disposition est également contraire aux objectifs des alinéas 74(2)(f) et 75.29(a), qui autorise le gouverneur en conseil à

[Text]

pensation in matters the bill had not been able to adequately anticipate at time of drafting. We submit that such exclusion makes no sense, and the interpretation suggested here might not stand up in the courts because of its contradictory nature, but this is not something to rely on. If it is not the purpose of clause 73(1)(a) to so exclude, what purpose has it?

2. Similarly, in 75.1(1) there is provision for negotiation of compensation payable "... for damages suffered as a result of the operations of the company or on any issue related to such compensation ...". Is clause 73(1)(a) intended to undermine that provision? It appears to be in flat, unexplained, contradiction to it.

3. Again, while 75.12(2) seems to provide for notice of arbitration on "any claim for damages arising out of the operations of the company", 75.13(2) requires the minister not to take any steps to provide arbitration in matters—75.13(2)(b)—"to which the arbitration procedures set out in this part do not apply". Can this be construed as a reference to 73(1)(a)? If not, what is the purpose of 73(1)(a)? If so, then the intent of the act is unclear and contradictory.

All in all, it seems to us it would be highly desirable to delete 73(1)(a) as being a source of confusion at best, and a jeopardy to the intent of the act at worst. At the least the listing of those matters to be considered to be directly related to the activities of the company should be carefully expanded.

There are some other ways we think the bill could be improved—such as adding the word "gross" before "negligence" in 74(2)(d), in conformity with the terminology of many existing agreements. We also think the period for notice of 30 days under 29.1(3) is excessively short. However, the two matters we have discussed at length are those that most concern us.

I might add that we have two or three other matters which we wish to raise before the committee respecting this submission, Mr. Chairman.

The Chairman: Thank you, Mr. Bell.

Are there any questions?

Senator Hays: Mr. Chairman, when the bill was in the House of Commons, was it referred to any committee?

The Chairman: No, Senator Hays, it did not receive committee consideration in the House of Commons.

Senator Hays: Has the Senate committee heard from officials from the Department as of yet?

The Chairman: We heard from Senator Olson and Mr. MacDonald from the National Energy Board at our first meeting. We plan to recall them to give evidence at the last meeting of the committee.

Senator Hays: After you have heard from the federation, and so forth?

[Traduction]

prescrire des indemnités dans des domaines qu'il était impossible de prévoir au moment où le bill a été rédigé. A notre avis, une telle exclusion est déraisonnable, et l'interprétation qu'elle suggère ne tiendrait pas devant les tribunaux du fait de sa nature contradictoire; il ne faut cependant pas miser sur un tel argument. Si l'alinéa 73(1)(a) n'a pas pour objet une telle exclusion, à quoi sert-il?

2. De la même façon, le paragraphe 75.1(1) prévoit la négociation de l'indemnité à payer «pour les dommages subis du fait des opérations de la compagnie, ou pour toute autre question relative à l'indemnité...». L'alinéa 73(1)(a) a-t-il pour objet d'anéantir cette disposition? Il semble du moins être en contradiction totale et inexplicable avec elle.

3. Encore une fois, si le paragraphe 75.12(2) semble prévoir l'arbitrage pour «toute réclamation pour dommage dû aux opérations de la compagnie...», le paragraphe 75.13(2) n'oblige pas le Ministre à prendre des mesures pour assurer l'arbitrage dans les questions auxquelles «les procédures d'arbitrage mentionnées à la présente partie ne s'appliquent pas» (alinéa 75.13(2)b)). Peut-on voir ici un renvoi à l'alinéa 73(1)a)? Dans la négative, quel est l'objet de l'alinéa 73(1)a)? Dans l'affirmative, l'intention de la loi est imprécise et contradictoire.

En définitive, il nous semble hautement souhaitable de supprimer l'alinéa 73(1)a) étant donné qu'il peut au mieux prêter à confusion et au pire, tourner l'intention de la loi. A tout le moins, il faudrait soigneusement étoffer la liste des questions qui peuvent être directement reliées aux activités de la compagnie.

On pourrait apporter certaines autres améliorations au projet de loi, notamment en précisant, à l'alinéa 74(2)d), qu'il doit s'agir d'une négligence grave, conformément aux termes qui apparaissent dans bon nombre d'accords actuels. Nous estimons par ailleurs que le délai de 30 jours prévu au paragraphe 29.1(3) est trop court. Cependant, les deux questions sur lesquelles nous nous sommes attardés sont celles qui nous préoccupent le plus.

J'aimerais attirer l'attention du Comité sur deux ou trois autres points de ce mémoire, monsieur le président.

Le président: Je vous remercie, monsieur Bell.

Avez-vous d'autres questions?

Le sénateur Hays: Monsieur le président, lorsque le projet de loi était devant la Chambre des communes, a-t-il été renvoyé à un Comité?

Le président: Non, sénateur Hays, aucun comité de la Chambre des communes ne l'a étudié.

Le sénateur Hays: Est-ce que le Comité a déjà entendu des fonctionnaires supérieurs du ministère?

Le président: Lors de notre première réunion, nous avons entendu le sénateur Olson et M. MacDonald de l'Office national de l'Énergie. Nous avons l'intention de les convoquer à nouveau, lors de la dernière réunion du Comité.

Le sénateur Hays: Avez-vous reçu des représentants de la Fédération?

[Text]

The Chairman: Yes.

Senator Hays: I suppose that Mr. Kirk drafted many of these new regulations. I should like to put a few questions to him. I realize that Mr. Bell is familiar with this bill because he attended many times before the committee when we were considering Bill S-12. Have you any suggestions as to how we should treat these various clauses which are causing you trouble?

Mr. Bell: I think we clearly defined the problems. There are different ways of dealing with one or two of them. The one that causes us most concern is clause 73(1)(a), which is an addition to Bill S-12. It was not in Bill S-12.

Senator Hays: You suggest that it be taken out?

Mr. David Kirk, Executive Secretary, Canadian Federation of Agriculture: We are not inclined to quarrel with the part of that clause that deals with personal debt or personal injury. Those are special kinds of cases, but clause 73(1)(a) has a limiting sector, and we do not understand that point.

Senator Hays: Mr. Chairman, was this clause dealt with when the minister was here?

The Chairman: It was dealt with briefly, Senator Hays.

Mr. Bell: We suggest that there may be two ways of dealing with it, that is, either delete clause 73(1)(a) or add a fourth clause to it which would clearly define the operations of the company.

Mr. Kirk: Of course, to deal with clause 73(1)(a) in a dependable fashion requires recapitulating all the clauses you have in the bill. That is our problem. We do not see the point. The closest thing to an explanation about this that was received by myself and our legal counsel had something to do with the openness of the obligations of the companies. This was an attempt to have a broad limitation clause. Quite frankly, I do not understand why this is necessary. It was not put in Bill S-12.

Senator Hays: May I ask your counsel why he thinks it was put into Bill C-60.

Mr. François Lemieux, Counsel, Canadian Federation of Agriculture: I do not know. I have not been in touch with the Department of Justice officials regarding this. Mr. Kirk has and the explanation he has transmitted to me I do not understand. As the chairman indicated, some mention of this was apparently made at the first meeting of this committee. As I said, the explanation is very much lacking. We do not know why it is there. It really does confuse the whole thing and requires recapitulation.

Senator Hays: Does this change the intent of Bill S-12, in your opinion, insofar as clause 73(1)(a) is concerned?

Mr. Kirk: We think that it is possible there will be matters that should be compensable, that will turn out not to be matters that cannot be dealt with at all, but matters that cannot be dealt with in negotiation and arbitration and that will have to go before the courts.

[Traduction]

Le président: Oui.

Le sénateur Hays: Je suppose que M. Kirk a rédigé bien des articles du nouveau Règlement. J'aimerais lui poser quelques questions. Je sais que M. Bell connaît bien le projet de loi, parce qu'il est venu comparaître plusieurs fois devant le Comité lorsque nous étudions le bill S-12. Comment proposez-vous que nous étudions les divers articles qui posent des problèmes?

M. Bell: Je crois que nous avons clairement défini les problèmes. Il y a peut-être différentes façons de traiter d'un ou deux d'entre eux. Celui qui nous préoccupe davantage est l'alinéa 73(1)a, qui ne figurait pas dans le bill S-12.

Le sénateur Hays: Vous recommandez qu'il soit supprimé du projet de loi.

M. David Kirk, secrétaire exécutif, Fédération canadienne de l'agriculture: Nous ne nous opposons pas à la partie de l'article qui porte sur les dettes personnelles et les dommages corporels. Ce sont des cas spéciaux, mais nous ne comprenons pas la raison de la restriction apportée à l'alinéa 73(1)a.

Le sénateur Hays: Monsieur le président, avons-nous discuté de cet article avec le ministre, lorsqu'il était parmi nous?

Le président: Brièvement, sénateur Hays.

M. Bell: Nous recommandons, soit de supprimer l'alinéa 73(1)a, soit d'ajouter un quatrième paragraphe, qui définirait clairement les opérations de la société.

M. Kirk: Évidemment, pour décider de ce qu'il conviendrait de faire au sujet de l'alinéa 73(1)a, il faudrait récapituler tous les articles du projet de loi. Voilà le problème. Nous n'en voyons pas la nécessité. La quasi explication que nous avons reçue à ce sujet, notre conseiller juridique et moi-même, se rapportait à l'obligation continue de la société. C'était avec tentative d'élargissement de la disposition. Franchement, je n'en vois pas la nécessité. Cela ne se trouvait pas dans le bill S-12.

Le sénateur Hays: Puis-je demander à votre conseiller juridique pourquoi, à son avis, on a ajouté cette disposition au bill C-60?

M. François Lemieux, conseiller juridique, Fédération canadienne de l'agriculture: Je l'ignore. Je n'ai pas vu les fonctionnaires du ministère de la Justice à ce sujet. M. Kirk l'a fait, mais je ne comprends pas l'explication qu'ils lui ont donnée. Comme le président l'a mentionné, il semble en avoir été question, lors de la première réunion du Comité. L'explication ne me satisfait pas. Nous ignorons pourquoi cette disposition a été incluse. Elle ne fait que semer la confusion, en imposant des récapitulations.

Le sénateur Hays: A votre avis, l'alinéa 73(1)a va-t-il à l'encontre de l'objectif visé par le bill S-12?

M. Kirk: Nous croyons que, fort probablement il sera impossible de régler certaines questions d'indemnité par la négociation et l'arbitrage, et qu'il faudra s'en remettre aux tribunaux.

[Text]

It is a question of interpretation. The word "operations" is carefully utilized in the other clauses of the bill, but it is carefully left out in clause 73(1)(a). We do not understand that.

The Chairman: Senator Hays, if I can recapitulate the previous evidence for you, it was established that were the word "operations" put back in it would strengthen that clause of the bill. However, we will have to explore that with counsel from the National Energy Board.

Senator Lucier: Mr. Chairman, I really do not understand this all too well. It seems that they are putting a clause in the bill and then trying to justify ways of keeping it in. Would it not be better to get it out of the bill, rather than doing that? Quite frankly, I do not see the point. It seems to take away from all the things we are trying to accomplish. Rather than trying to justify it and find ways of keeping it in the bill, it would be better to find ways of getting it out of the bill.

Mr. Kirk: That is essentially what we think.

The Chairman: May we move on to clause 75.19(1)(a).

Mr. Bell: That states:

the market value of the lands taken by the company;
In the definition of "market value" found on page 12 it states:
—is the amount that would have been paid for the lands if, at the time of their taking—

Certainly, the clear intent of our organization and the Senate is that part of the period review was to update the market value of the land.

Senator Hays: That is what it was for.

Mr. Kirk: That is right.

Mr. Bell: But the way, as it is worded there, we feel that it clearly eliminates that.

Senator Hays: You feel it could be interpreted in that way?

Mr. Bell: We feel it could be interpreted that way or left up to the courts to decide. I think that it should be left in the legislation in such a way that it is clearly defined, and we can do that by adding the following words: "or at the time of review."

Senator Hays: Do you interpret this to mean that the price never changes but just the rent? As the land becomes more valuable the rent can then be negotiated and the outcome may be entirely different.

Mr. Bell: They are excluding the value of the land as a criterion. All you are talking about are damages, inconveniences and loss of production.

Mr. Kirk: We are afraid it is more than a matter of interpretation. The courts may have difficulty in saying that the definition of "market value" does not mean what it says, which is the value at the time of taking. That is what we are afraid of.

Senator Hays: What wording do you suggest for this clause?

[Traduction]

C'est une question d'interprétation. Le mot «opérations» est utilisé avec beaucoup de prudence, dans tous les autres articles du projet de loi, mais il est soigneusement omis de l'alinéa 73(1)a). Je ne comprends pas pourquoi.

Le président: Sénateur Hays, permettez-moi de vous rappeler qu'on nous a dit que l'utilisation du mot «opérations» renforcerait cet alinéa du projet de loi. Nous devons toutefois poser la question au conseiller juridique de l'Office national de l'énergie.

Le sénateur Lucier: Monsieur le président, je comprends mal cette affaire. On semble avoir inséré un alinéa dans le projet de loi et on essaie maintenant de le justifier. Ne conviendrait-il pas plutôt de le supprimer? Je ne comprends vraiment pas l'objectif visé. Cet alinéa semble aller à l'encontre de l'objectif du projet de loi. Au lieu d'essayer de le justifier, qu'il voudrait mieux le supprimer.

M. Kirk: C'est en somme, ce que nous croyons.

Le président: Pouvons-nous passer à l'alinéa 75.19(1)a).

M. Bell: Qui stipule:

La valeur marchande des terrains pris par la compagnie;
A la page 12, on définit la «valeur marchande» comme:

la somme qui aurait été obtenue pour les terrains si, au moment où ils ont été pris, . . .

L'objectif de notre Association ainsi que du Sénat, j'en suis convaincu, est que la valeur marchande des terrains soit réévaluée périodiquement.

Le sénateur Hays: C'était sa raison d'être.

M. Kirk: En effet.

M. Bell: Mais que le libellé élimine nettement cela.

Le sénateur Hays: Vous croyez qu'il pourrait-être interprété ainsi?

M. Bell: Nous croyons qu'il pourra être interprété ainsi ou laissé à la discrétion du tribunal qu'en décidera. Je crois que cette disposition doit demeurer dans la loi et qu'elle soit clairement définie, par l'addition des mots suivants: «ou au moment de l'examen».

Le sénateur Hays: Croyez-vous que cela signifie que le prix ne change jamais, mais seulement le loyer? A mesure que les terrains prennent de la valeur, le loyer peut être négocié et le résultat peut être entièrement différent.

M. Bell: On exclut ainsi comme critère la valeur des terrains. Il n'est question que des dommages, des inconvénients et des pertes de production.

M. Kirk: Nous craignons qu'il ne s'agisse pas simplement d'une question d'interprétation. Le tribunal aura peut-être de la difficulté à dire que la «valeur marchande» ne signifie pas ce qu'elle dit, qui est la valeur des terrains au moment de la transaction. Voilà ce que je redoute.

Le sénateur Hays: Comment proposez-vous de libeller cet alinéa?

[Text]

The Chairman: You would define "market value" as the amount that would have been paid for the lands, at the time of their taking, or at the time of review?

Mr. Kirk: Under the requirements of 74(2)(b), which is the one that provides for the five-year review and the provision of compensation.

The Chairman: You would say that "market value" is that amount which would be paid by a willing purchaser to a willing seller at the time of their taking, or at the time of review?

Mr. Kirk: That is right.

Senator Hays: These are good points, Mr. Chairman.

Mr. Bell: Mr. Chairman, unless these things are provided, we will be faced with the same problems as we now have in Alberta where there are about 65 per cent of pipeline agreements going to arbitration with some companies. The reason for that is because this has not been taken into account for the farming industry.

The Chairman: Mr. Bell, do you not agree that the other provisions, (b) through (h), are protection enough in negotiating a renewal?

Mr. Bell: It is that (a) section, defining market value, that causes us the problem.

Mr. Kirk: Referring to section 74(2)(d), I can make some comments on that section. There is provision for indemnification for liabilities, damages and claims other than liabilities, damages, claims, suits and actions which result from negligence or wilful misconduct of the owner of lands. It has been pointed out to us by our counsel that it is common terminology in agreements of this kind to use the words "gross negligence," because, if I understand it, the question of negligence can be an exceedingly judgmental thing at certain levels of behaviour and in taking of action. It is a common thing to use the word "gross" to protect the land owner from behaviour that goes beyond reasonable bounds in requiring anticipation of results of his actions. That is my point there.

Senator Hays: Now could a land owner be negligent with the pipeline? What would he have to do?

Mr. Bell: For instance, if he goes in there with a backhoe and starts construction without due regard to the location of the pipeline and makes no attempt to find out from the company how deep the land is, that could probably be interpreted as gross negligence. On the other hand, if there is some subsurface structure that the company has tied in with the pipeline, perhaps a foot under the ground, and he gets tangled in that in his ordinary farm operation, that is not negligence.

Mr. Kirk: And it is certainly not gross. That is the point.

Senator Hays: What are you suggesting here?

Mr. Kirk: That the work "gross" be added before "negligence."

[Traduction]

Le président: On pourrait définir la «valeur marchande» comme le prix qui aurait été versé pour les terrains si, au moment de la transaction, ou au moment de l'examen...

M. Kirk: Aux termes de l'alinéa 74(2)b), qui porte sur l'examen quinquennal et les modalités d'indemnisation.

Le président: Vous définiriez la «valeur marchande» comme la somme qui aurait été versée pour les terrains au moment de la transaction ou de l'examen?

M. Kirk: C'est exact.

Le sénateur Hays: Autant de points pertinents, monsieur le président.

M. Bell: Monsieur le président, si cette question n'est pas réglée, nous ferons face aux mêmes problèmes qui se posent maintenant en Alberta, où il faut soumettre aux tribunaux 65% des accords conclus avec certaines sociétés au sujet du pipe-line. Tout cela, parce qu'on n'a pas tenu compte des besoins de l'industrie agricole.

Le président: Monsieur Bell, ne croyez-vous pas que les alinéas b) à h) accordent une protection suffisante lors du renouvellement?

M. Bell: C'est l'alinéa, a), qui définit l'expression "valeur marchande", qui nous inquiète.

M. Kirk: J'aimerais dire quelques mots au sujet de l'alinéa 74(2)d). Cette disposition prévoit une indemnisation pour les obligations, dommages, droits, réclamations, poursuites et actions issues des opérations de la compagnie, mais ne résultant, ni de la négligence, ni de la faute volontaire du propriétaire des terrains. Notre conseiller juridique nous a souligné qu'on utilise d'ordinaire dans les accords de ce genre l'expression "négligence grossière" étant donné que, dans certains cas, on peut établir la négligence de façon tout à fait arbitraire. On utilise d'ordinaire le mot "grossière" afin de ne pas imposer des obligations déraisonnables aux propriétaires des terrains.

Le sénateur Hays: Comment le propriétaire des terrains pourrait-il faire preuve de négligence en ce qui touche le pipe-line? Que devrait-il faire?

M. Bell: Par exemple, il ferait sans doute preuve de négligence grossière, s'il commençait à creuser sur son terrain, sans se renseigner sur l'emplacement du pipe-line et sans demander à la compagnie à quelle profondeur il est enfoui. D'autre part, si en procédant à des travaux agricoles quelconques, il endommage certains appareils que la compagnie peut avoir placés, disons, à un pied de profondeur, on ne l'en tiendra pas responsable.

M. Kirk: En tous les cas, on ne pourrait pas l'accuser de négligence grossière.

Le sénateur Hays: Que proposez-vous?

M. Kirk: Qu'on ajoute le mot "grossière" après "négligence".

[Text]

Mr. Bell: That is a fairly common term that we have in many of the contracts that are in place.

While we are on that section 74, in Bill S-12 the form of the agreement was to have been approved by the board. That provision has been dropped in Bill C-60 and we question that. We felt it was important that the form of the agreement be approved by the board, so that there was some consistency in how those contracts read between various companies. One of the dangers we see without that provision is that each company could have a different kind of contract, and there may well be a variance of provisions in those contracts for each owner.

Dealing with that same section and referring to form of agreements, there has been no provision made within the bill for the agreement to run with the land, particularly, for those that are taking lump sum payments.

Senator Hays: How did we handle that in Bill S-12?

Mr. Bell: We felt it was handled, due to the fact that the board had to approve the form of agreement, and it could be included in there. In Bill C-60, we dropped that approval by the board, and it may not necessarily be in the form of agreement.

Senator Hays: You feel it should be in there?

Mr. Bell: Yes, it needs to be in there. Under common law you cannot deny the person taking the lump sum payment, but there needs to be some mechanism whereby the new owner of the land has recourse to payments.

The Chairman: His only recourse is the purchase agreement?

Mr. Bell: Yes, and that can be addressed in the form of agreement.

The Chairman: Is that not between a purchaser and a seller later on?

Mr. Bell: Yes.

The Chairman: Can we legislate now for the sale of property between two individuals 10 years from now?

Mr. Bell: That is what I am saying. My understanding from the legal advice we received is you cannot, under legislation, guarantee that, but the way to do it is in the form of agreement. The agreement between the company and the farmer must be assignable. This applies under surface leases.

Mr. Kirk: Mr. Chairman, our counsel suggested one possible way of dealing with this, although it does not altogether deal with the question of the form of agreement because that is broader than the specific question of what happens over time with the change in ownership, is that it could be a requirement of an agreement that it be assignable to the new owner. That is particularly important both in cases of lump sum payments and periodic payments, and it might be dealt with that way.

The Chairman: If I take a lump sum payment for a right-of-way today, does that not go with the land? When you say it has to go with the land, it will always be with the land. That

[Traduction]

M. Bell: Ce mot figure dans la plupart des contrats.

Tandis que nous étudions l'article 74, il était prévu, dans le bill S-12, que l'Office devait approuver l'accord. Nous nous demandons pourquoi cette disposition a été omise dans le bill C-60. Nous croyons qu'il était important que l'accord soit approuvé par l'Office, afin que les contrats conclus avec différentes sociétés soient assez uniformes. Nous craignons à ce sujet que chaque société ait un contrat différent et que les dispositions varient d'un contrat à l'autre.

Au sujet de même article et du type d'accord, aucune disposition du projet de loi ne stipule que l'accord suit le bien-fonds, ce qui revêt une importance particulière pour ceux qui acceptent une somme globale en paiement.

Le sénateur Hays: Comment a-t-on réglé ce problème dans le bill S-12?

M. Bell: Le problème ne se posait pas dans le bill S-12, parce que l'Office devait approuver l'accord et que cela pouvait être inclus à ce moment. Comme le bill C-60 n'exige plus cette approbation, cette disposition peut ne pas figurer dans l'accord.

Le sénateur Hays: Vous croyez qu'elle le devrait?

M. Bell: Oui. En vertu de la common law, on ne peut pas empêcher quelqu'un d'accepter une somme globale, mais on doit prévoir un mécanisme par lequel le nouveau propriétaire du terrain peut obtenir d'être payé.

Le président: Sa seule preuve est le contrat de vente?

M. Bell: Oui, et il peut être inclus dans l'accord.

Le président: N'est-ce pas une question qu'il convient à l'acheteur et au vendeur de régler un peu plus tard?

M. Bell: Oui.

Le président: Pouvons-nous prendre des dispositions législatives, aujourd'hui, qui concerneront une vente de biens qui aura lieu dans 10 ans?

M. Bell: C'est ce que je dis. D'après notre avocat-conseil on ne saurait, en vertu de le garantir, la loi, mais la façon de le faire est de recourir à un contrat. Le contrat passé entre la compagnie et l'agriculteur doit être cessible. C'est le cas des baux de surface.

M. Kirk: Monsieur le président, notre conseiller a suggéré qu'on pouvait régler la question, bien qu'en général cela ne concerne pas la forme de l'accord, étant donné qu'il s'agit ici d'une question beaucoup plus large que celle du simple changement du propriétaire, une façon de régler le problème serait donc de prévoir que tout accord soit cessible au nouveau propriétaire. Cela devient particulièrement important en cas de paiements forfétaires et de versements périodiques, et la question serait ainsi réglée.

Le président: Si je verse une somme globale pour un droit de passage aujourd'hui, ce droit est attaché à la terre? Lorsque vous dites que ce droit est attaché à la terre, vous entendez

[Text]

agreement will be registered on the title. If 10 years from now I sell the land to you, you buy it subject to that caveat in that agreement I made ten years ago.

Mr. Kirk: There is no question about the lump sum part of the payment, but the agreement may contain other provisions.

The Chairman: As I say, if I sell it on the basis of rental payment and want to reserve the rental to me—let us say that I sell the land to you and reserve the rental—that is our deal, isn't it? How can you tell me that I cannot do that 10 years from now?

Mr. Lemieux: I think, Mr. Chairman, you have identified it quite clearly. Our concern was that under section 74(2) there are land acquisition agreements which have a prospective operation in the future, such as review of the amount of compensation if a person doesn't choose a lump sum but chooses either an annual or five-year review. It has a prospective application insofar as damages from the operations of the company and with respect to indemnification. So for all of those issues, other than lump sum—on which I agree with you—that is the deal that you make between an owner and a purchaser. You cannot go beyond that. With respect to all of those continuing clauses, which are the subject of the land acquisition agreement and are prescribed in the section, if the new owner buys the property, he should then acquire all of the rights subject to whatever deal is made between the owner and the purchaser. He should have the benefit of the statutory provisions which are contained in the statute and which are part of that agreement. The way to ensure that is to provide that the land agreement may be assignable to the new owner, and then all of the benefits of the statute clearly flow to the new owner. That really is the point.

The Chairman: If I bought the property from you, would it not be in our agreement for sale that I receive all the benefits of the existing lease that you made 10 years ago with XY Transmission Company?

Mr. Lemieux: It may or may not.

The Chairman: Is it not my responsibility, when I buy land, to get that?

Mr. Lemieux: Except that the original agreement is between a company and the owner, and therefore a third party, and whether that contract between the company and the present owner flows through a third party is the point; and in many instances if a new owner takes the benefit of a contract between a third party, it has to be clearly provided that that initial contract is assignable to the new purchaser; otherwise you cannot force a third party to become part of that agreement. That is the point.

The Chairman: Mr. Bell, please proceed with your other areas.

[Traduction]

qu'il le sera toujours. Cet accord sera donc enregistré sur les titres de propriété et, si je vends ce terrain dans 10 ans, il sera sujet à cette condition fixée par l'accord.

M. Kirk: Il n'y a aucune ambiguïté dans le cas du versement d'une somme globale, mais l'accord en question pourrait contenir d'autres dispositions.

Le président: Comme je le disais, si je vends le droit de passage avec une clause de versements périodiques, et que je veux me réserver ces versements... supposons que je vous vende la terre et que je veuille continuer à percevoir les versements. Ce contrat ne concerne rien que vous et moi. Comment pouvez-vous affirmer que je ne puisse pas le faire dans 10 ans par exemple?

M. Lemieux: Je pense, monsieur le président, que vous avez mis le doigt sur la question. Notre problème c'est que d'après le paragraphe 74(2) certains contrats prévoient des possibilités de modifications futures, comme par exemple un réexamen du montant de l'indemnité à payer lorsque la personne choisit d'être indemnisée périodiquement, avec, disons, un examen quinquennal, ou même annuel. Il s'agit donc de clauses de l'accord qui concernent l'avenir, dans la mesure où certains dommages subis du fait des opérations de la compagnie, peuvent être inscrits dans le nouveau calcul de l'indemnisation. Donc, pour tous ces autres cas, autres que celui du versement d'une somme globale—où je suis d'accord avec vous—il s'agit d'un accord entre le propriétaire et la compagnie. Il n'y a pas à sortir de là... En ce qui concerne cette série de paragraphes, concernant l'accord d'acquisition de terrains, s'il y a un nouveau propriétaire il acquiert également les droits attachés à ce morceau de terre. Le nouveau propriétaire devrait donc être protégé par la loi dans les conditions prévues par l'accord. Une façon de garantir cette protection est que l'accord d'acquisition soit cessible au nouveau propriétaire, qui bénéficie ensuite forcément de toutes les dispositions de la loi. Voilà ce dont il s'agit.

Le président: Supposons que je vous achète le terrain, le contrat de vente ne stipulerait-il pas que je bénéficie également du bail que vous avez signé il y a 10 ans avec une société XY?

M. Lemieux: Pas nécessairement.

Le président: Mais ne me revient-il pas, lorsque j'achète la terre, d'obtenir cela?

M. Lemieux: Oui, si ce n'est que l'accord original a été passé entre une société et le propriétaire, c'est-à-dire un tiers, et il s'agit justement de savoir si le nouvel accord entre la compagnie et le propriétaire actuel, passe par cette tierce personne; et dans de nombreux cas, lorsqu'un nouveau propriétaire reprend un accord ou contrat qui concerne une tierce personne, il faut qu'il soit clairement stipulé que ce contrat initial est transférable au nouvel acheteur; sinon, vous ne pouvez pas forcer une tierce partie à devenir part au nouveau contrat. C'est ainsi.

Le président: Monsieur Bell, si vous le voulez bien, passons aux autres questions.

[Text]

Mr. Kirk: The last one mentioned in our brief is the footnote on the first page of our submission. The wording in the arbitration provisions, which is 75.19(1), starting on page 11 of the bill, says:

An arbitration committee shall determine all compensation matters referred to in a notice of arbitration served on it . . .

We take this to be limiting in the sense that the arbitration committee's terms of reference do not include any matters that are not specifically referred to in the notice. It seems to us that in a case of an arbitration procedure of this nature it would be prejudicial very possibly to even the wishes of the arbitration committee. They are doing their work; they are entering upon lands potentially for inspecting, and it is possible in the arbitration process that aspects of the matter might arise that were not clearly known or identified by the owner, and which should be taken into account. We are afraid that they cannot be by that provision. That is our concern that we thought we would raise. It gives an element of inflexibility to the terms of reference of the arbitration committee that is unnecessary.

The Chairman: It says: "all compensation matters."

Mr. Kirk: It also says "referred to in a notice of arbitration." Mr. Lemieux has pointed out to us that in a situation before the courts, in connection with matters that are dealt with by the courts that were not previously indicated when the matter went to court, it can be claimed that proper notice was not given of the matter and it becomes a legal problem as to whether the court has exceeded its jurisdiction. We think that an arbitration of this nature is not in the same case. We think that there should be a more flexible procedure, that matters legitimately arising in the course of the arbitration, even if the original owner had not fully encompassed all the possible aspects of the matter in the original notice, should be a proper matter for arbitration.

Senator Hays: What would be your suggestion?

Mr. Kirk: We do not have a suggested wording there. I wish we had. We can discuss that and perhaps make a suggestion to the committee if we come up with anything. We would be delighted to do that.

The Chairman: Perhaps, Mr. Lemieux, we will hear from you later on this.

Mr. Lemieux: Yes.

Mr. Kirk: In Bill S-12 there was provision for costs to be awarded to the owner. I forgot the wording. I think it mentioned "reasonable costs" in connection with negotiations. There is provision in here for negotiation. While the provision for payment of costs by the company, in a case of arbitration, is retained, the provision for payment of costs arising out of negotiations is not provided for.

The Chairman: We noticed that; we have that under consideration. We provide for costs for an arbitration but it seems to have been overlooked in the negotiation phase.

Mr. Kirk: We agree. As Mr. Lemieux has pointed out, that is more limiting than the present provisions of the Expropriation Act.

[Traduction]

M. Kirk: Le dernier point de notre mémoire concerne une note au bas de la première page de notre soumission. Le libellé concernant les dispositions d'arbitrage, c'est-à-dire la clause 75.19(1), page 11 du bill stipule:

«Un comité d'arbitrage doit régler les questions d'indemnités mentionnées dans l'avis d'arbitrage qui lui a été signifié . . .

C'est, à notre sens, limitatif, dans la mesure où l'ordre de renvoi du Comité d'arbitrage ne concerne que les éléments qui sont explicitement mentionnés dans l'avis. En cas d'une procédure d'arbitrage de ce genre, nous avons l'impression qu'il serait préjudiciable de trop restreindre les possibilités du Comité d'arbitrage. Ce sont des gens qui font leur travail, qui vont sur le terrain, pour inspecter éventuellement; il est possible, dans le courant de la procédure que certains aspects plus ou moins clairement définis ou inconnus du propriétaire, soient mis en évidence et doivent être pris en compte. Nous craignons qu'on ne puisse suffisamment en tenir compte en raison de cet article. Voilà la question que nous voudrions poser. Le mandat du Comité manque de souplesse, et de façon inutile.

Le président: L'article stipule: «Les questions d'indemnité».

M. Kirk: Mais également: «Mentionnés dans l'avis d'arbitrage.» M. Lemieux faisait remarquer que, lors d'un procès, s'il arrive que le tribunal se penche sur certaines questions qui n'étaient pas inscrites au dossier, lors de l'ouverture du procès, la question se pose de savoir si le tribunal ne va pas au-delà de sa compétence, ou si l'information initiale n'a pas été formulée correctement. Je pense que, dans notre cas, l'arbitrage en question n'est pas de même nature. Nous pensons que la procédure devrait être plus souple; que toute question nouvelle se posant, même si tous les aspects de la question n'ont pas été envisagés dans le premier avis, devrait être examinée lors de la procédure d'arbitrage.

Le sénateur Hays: Que suggérez-vous alors?

M. Kirk: Nous ne proposons pas de nouveau libellé. C'est dommage. Peut-être pourrions-nous en discuter, et faire des propositions au Comité, si nous arrivons à nous entendre sur un nouveau texte. Nous en serions très heureux.

Le président: M. Lemieux voudra peut-être vous entendre sur ce point plus tard.

M. Lemieux: Certainement.

M. Kirk: Dans le bill S-12, il y avait une disposition fixant les coûts à accorder au propriétaire. J'ai oublié le texte exact. Sauf erreur, il s'agissait de «frais raisonnables» assumés lors des négociations. Il y a également une clause ici concernant la négociation. Toutefois, alors que l'on prévoit la prise en charge des frais par la compagnie en cas d'arbitrage, rien n'est prévu pour les frais occasionnés par des négociations.

Le président: Effectivement, nous l'avons remarqué et nous y songeons. En cas d'arbitrage les frais sont pris en charge mais lorsqu'il s'agit de négociations, rien n'est prévu.

M. Kirk: C'est vrai. Comme le faisait remarquer M. Lemieux, les clauses sont plus restrictives que celles de la Loi sur l'expropriation.

[Text]

Mr. Bell: Mr. Chairman, to reinforce that, one of the problems we see if the costs of negotiations are not included is that there are occasions when a line may be shifted from one location to another. A farmer may have had legal advice and spent a lot of time negotiating a contract, and then the project is never proceeded with on his land. There is no provision for him to recover the legitimate costs that he was put to; there is no recourse to recover them.

The Chairman: We have noticed that in the provisions.

Mr. Kirk: Finally, we think that the requirement of 30 days in section 29, is very short.

Senators Hays: What section is that in?

The Chairman: It is 29.1 (3) Notice is given to the landowner by way of delivery of notice, or through the press, and he has 30 days to make representations to the board. You do not think 30 days is enough?

Mr. Kirk: The intent of the act is that this notice shall be with reasonable specificity, so that everyone will know what it is talking about and the reasons for the notice. It must be remembered also, that the board can reject a notice if it is frivolous or vexatious. If someone just puts in a notice because he doesn't understand it, or puts it in to protect himself, that can be considered frivolous or vexatious, I suppose. We think that in a matter of this complexity a little more time would be not unreasonable.

Senator Hays: What kind of time?

Mr. Kirk: We are not talking about six months. Sixty days, perhaps.

Mr. Bell: The point we are making there is that if they come along on the first May, during seeding time, and it's a late, delayed spring—or, conversely, in the fall the same thing can happen—30 days goes by very quickly, with no chance to assess his position fairly.

Senator Lucier: I suppose you could assume that you would not always need this. It would just be a protection, this 60 days, would it?

Mr. Kirk: Yes.

Senator Lucier: Most of the time it would not take more than 30 days. You are just saying that in some cases it may taken longer.

Mr. Bell: This act deals with major projects, and certainly the plans are made much longer than 60 days in advance. There is room for an extension of that 30-day time. If it is a small, 6-inch line, running for 10 miles, that's a different situation; but if you're looking at an inter-provincial line, the plans are obviously made far ahead of time, and the landowner should deserve the same rights.

Senator Riley: Am I correct, that Mr. Lemieux said that there has been no discussion yet with the representatives of the Department of Justice, about these concerns that the Federation has in respect of these particular clauses?

[Traduction]

M. Bell: Monsieur le président, il y a même plus: l'un des problèmes qui se présente, si les frais de négociations ne sont pas pris en charge, c'est qu'il y a des situations dans lesquelles on passe d'un terrain à l'autre: un agriculteur peut, par exemple, passer beaucoup de temps à négocier un contrat, et, finalement, le projet ne concerne pas du tout son terrain. Rien ne prévoit qu'il puisse récupérer les frais engagés auprès d'un conseil juridique par exemple; et il n'a aucun recours.

Le président: Effectivement, nous avons remarqué cette lacune.

M. Kirk: Enfin nous pensons que le délai de trente jours prévu à l'article 29 est trop court.

Le sénateur Hays: De quel article s'agit-il?

Le président: C'est le paragraphe 29.1 (3). Le propriétaire est avisé, ou par la presse, qu'il a 30 jours pour présenter ses revendications. Vous ne pensez pas que 30 jours suffise?

M. Kirk: La loi vise à donner une forme raisonnable à la procédure d'avis, permettant à chacun de comprendre ce dont il s'agit. N'oublions pas que l'Office peut rejeter un avis qui ne serait pas correct, qui serait déraisonnable si par exemple, la compagnie en s'acquittait par acquit de conscience pour, éventuellement, être en règle. Je pense que, dans des cas comme celui-là, il serait bon de disposer d'un peu plus de temps.

Le sénateur Hays: Combien?

M. Kirk: Pas six mois, mais peut être soixante jours.

M. Bell: Ce à quoi nous pensons, c'est que, si l'on est au premier mai par exemple, au moment des semailles, et que le paysan est en retard, que le printemps se fait attendre... la même chose peut d'ailleurs se reproduire à l'automne... 30 jours passent très vite, et l'agriculteur risque de manquer de temps.

Le sénateur Lucier: Je suppose que ça serait un peu une exception. Un moyen de protection donc, garantissant 60 jours de délai?

M. Kirk: Oui.

Le sénateur Lucier: Dans la plupart des cas, 30 jours suffiraient. Il y aurait quelques exceptions.

M. Bell: Cette loi concerne des projets importants, dont les plans sont certainement prêts depuis plus de 60 jours. Je pense que l'on aurait la possibilité d'étendre ces 30 jours de délai. Évidemment, s'il s'agit d'une canalisation de 6 pouces, sur une distance de 10 milles, tout est différent; mais si vous pensez à ces canalisations interprovinciales, les plans sont de toute évidence faits longtemps à l'avance, et le propriétaire devrait lui aussi avoir des délai; équivalents.

Le sénateur Riley: M. Lemieux a-t-il bien dit qu'il n'y avait eu aucune consultation avec les représentants du ministère de la Justice, à propos des problèmes de la Fédération, en ce qui concerne ces dispositions?

[Text]

Mr. Kirk: Yes. I can tell you what has happened to us. The bill was passed very rapidly, and with very short notice. It received second and third reading in half an hour, or something like that.

Senator Riley: In the House of Commons?

Mr. Kirk: Yes. Prior to that we had written a letter to Mr. Olson and to Mr. Lalonde, based upon the first reading of the bill, in which we raised both of these basic concerns. As a result of that, Mr. Olson asked someone, a very intelligent young lawyer, in his office, to discuss these matters with me. We did discuss them, and he informed me that he had discussed these matters with the Justice department, so that he would understand the nature of the reasons that the clauses were there, that we were concerned about.

From that discussion I got no encouragement at all; it seemed that our interpretation was wrong, and that the bill was OK.

Senator Riley: Did he state definitely that they were satisfied with the wording of the bill as it now stands?

Mr. Kirk: Well, we didn't discuss it in that context of what the bill meant, particularly with respect to the question of the market value of the land. In that context the interpretation—the way he understood it—was exactly the way we understand what it says, and that is what we are so concerned about.

Senator Riley: When you refer to the market value, that is at the time of the original agreement, or at the time of the expropriation?

Mr. Kirk: His understanding was that indeed it meant what it said, that the market value of the land at the time of taking was the only market value.

Senator Riley: And the market value could not be reviewed at the end of the five-year period?

Mr. Kirk: Well, no. I think that's right. Particularly since the bill provides that if you are talking about compensation only, and if all you are doing is arguing that the decision was wrong in the first place about what the market value was, then you cannot consider that under this bill.

Senator Riley: What justification would you have for the enhancement of the market value at the end of the five-year period?

Mr. Kirk: Well, I think the justification is that the owner owns the land, and that what is happening is that there is a rental on that land, in effect. If it is a lump sum payment, then a man has been prepared to make a deal on that basis; but the pipeline is there, it is there permanently, it is a use of the land, and our view is that it is a very proper cost to the company to pay in relation to the market value of the land, as adjusted from time to time. Why should that not be?

Senator Riley: What justification would you have for appreciation of the market value of the land after the five-year period? Would it be because of real estate values appreciating, or what?

Mr. Bell: If I might comment on that, Mr. Chairman, that is the area where most of the problem arises. You haven't sold

[Traduction]

M. Kirk: Oui. Je peux vous dire ce qu'est arrivé. Le Bill a été adopté très rapidement, dans des délais très courts. La deuxième et la troisième lecture ont pris une demie-heure peut être.

Le sénateur Riley: A la Chambre?

M. Kirk: Oui. Nous avions auparavant fait parvenir une lettre à M. Olson et à M. Lalonde, après la première lecture du bill, où nous faisons mention de ces sujets d'inquiétude assez graves. Suite à quoi M. Olson a demandé à l'un des très intelligents jeunes juristes de son bureau d'en discuter avec moi. Nous avons discuté de ces questions, et il m'informa qu'il avait lui-même vu le ministère de la Justice, pour comprendre ce qui expliquait l'existence de ces articles qui nous posaient quelques problèmes.

Il m'a donc fait savoir que notre interprétation n'était pas la bonne, et que le bill en fait était rédigé comme il le fallait.

Le sénateur Riley: A-t-il dit, effectivement, qu'ils étaient satisfaits du libellé actuel du projet de loi?

M. Kirk: C'est que nous n'avons pas discuté ainsi. Nous avons parlé de l'interprétation du projet de loi particulièrement en ce qui a trait à la valeur marchande des terrains. Son interprétation était exactement la même que la nôtre, et c'est ce qui nous inquiète.

Le sénateur Riley: S'agit-il de la valeur marchande au moment de l'accord initial ou à la date de l'expropriation?

M. Kirk: Selon lui, il s'agissait seulement, comme il était précisé, de la valeur marchande des terrains au moment où ils ont été pris.

Le sénateur Riley: Cette valeur marchande ne pouvait pas être réévaluée à la fin de la période de cinq ans?

M. Kirk: Non. Je crois que c'est exact. D'autant plus que le projet de loi prévoit que, s'il s'agit uniquement d'une indemnité et si vous faites valoir l'argument que la décision sur la valeur marchande était erronée au départ, on ne peut pas songer à la réévaluation aux termes de ce projet de loi.

Le sénateur Riley: Comment pourriez-vous justifier l'augmentation de la valeur marchande, à la fin de cette période de cinq ans?

M. Kirk: C'est que, selon moi, le propriétaire possède le terrain et qu'il y a effectivement un loyer de payé sur ce terrain. S'il s'agit d'un paiement global, c'est que le propriétaire était disposé à procéder ainsi; mais le pipe-line se trouve, là, en permanence, il occupe le terrain et, à notre avis, il convient que la société paye selon la valeur marchande du terrain, rajusté de temps à autre. Pourquoi pas?

Le sénateur Riley: Comment justifiez-vous l'augmentation de la valeur marchande du terrain, après cette période de cinq ans? Est-elle attribuable à l'augmentation des biens immobiliers ou à une autre cause?

M. Bell: Monsieur le président, c'est justement le domaine qui nous cause le plus d'ennuis. Vous n'avez pas vendu le

[Text]

the land, or had it expropriated right out of your title altogether. The company has taken certain rights. Those rights restrict us, as operators, as to the things we can do on or near that pipeline. So we feel there is ample justification, and that those rights that the pipeline company have acquired should be updated. They have not purchased that right of way in fee simple. Really, all they have taken out is a licence to operate, and we are just indicating that part of the cost of that licence needs to be reflected in market value.

Senator Riley: But it is based upon the real and true market value at the time of the original agreement or expropriation. Is that right?

Mr. Bell: That is where we get into a problem, because, if I am faced with a pipeline this year, and my neighbour has a pipeline five years from now, there can be quite a dramatic change in the price that is paid for those pipelines; yet, if those two portions of land are put up for sale, they are—

The Chairman: Equal?

Mr. Bell: They are equal at that point in time, but one man has received a different value for that loss of use.

Senator Riley: That is, if an owner settles five years later, or several years later, after the extension of the pipeline has been completed, the subsequent owners might receive higher compensation than the ones to whom this happened previously. Is that your argument?

Mr. Bell: Yes. And that is one of the major problems that we find in the acquisition of any rights of way now. It is that there has not been provision for a levelling off.

Senator Riley: Do you recommend, though, that they go back to the previous owners and compensate them in accordance with the compensation that was later granted to the other landowners?

Mr. Bell: In essence that is what it amounts to.

Senator Riley: That is somewhat of a departure from the normal process of expropriation, isn't it? If I expropriate in 1980 and pay the real and true market value and then expropriate again three or four years later, I again pay on the basis of the real and true market value of that future acquired land at the time it is acquired.

Senator Hays: But you do not buy the land. You lease it.

Senator Riley: Yes, that's right. You lease it. You are acquiring an easement.

Mr. Kirk: No doubt we are introducing a new concept, but we think it is justified.

Senator Hays: That is what this bill is all about. In many areas years ago people were given \$30 an acre for land that was producing \$15 worth of barley. They some land today is worth \$1,000 an acre and is producing only \$325 worth of barley. Surely you have to take that into consideration.

[Traduction]

terrain et vous ne l'avez pas, non plus, exproprié tout à fait. La société s'est assurée certains droits, qui limitent nos activités d'exploitants sur l'emplacement du pipe-line, ou autour. Nous trouvons donc amplement justifié que la société exploitant le pipe-line mette à jour les droits qu'elle s'est assurée. Elle n'a pas un droit de propriété absolu. Elle n'a pris, en fait, qu'un permis d'exploitation dont une fraction devrait, selon nous, refléter la valeur marchande.

Le sénateur Riley: Mais l'évaluation doit être faite selon la valeur marchande réelle, au moment de l'accord original ou de l'expropriation. Est-ce exact?

M. Bell: Voilà la question qui nous cause des problèmes car si j'ai un pipe-line cette année et si mon voisin en a un dans cinq ans, il se peut que le prix versé pour ce pipe-line ait changé de façon radicale; pourtant, si ces deux parcelles sont mises à vendre, elles ont . . .

Le président: La même valeur?

M. Bell: La même valeur à ce moment-là mais les deux propriétaires n'ont pas été indemnisés de la même façon pour avoir perdu leur droit d'utilisation.

Le sénateur Riley: C'est-à-dire que si un propriétaire règle ses comptes cinq ans plus tard ou plusieurs années plus tard, lorsque le prolongement du pipe-line est terminé, les propriétaires subséquents peuvent recevoir une plus grande indemnité que les propriétaires précédents. C'est l'argument que vous avancez?

M. Bell: Oui. Voilà un des plus grands problèmes auxquels nous nous heurtons lors de l'acquisition des droits de passage, à l'heure actuelle. On n'a pas prévu de disposition pour une répartition.

Le sénateur Riley: Recommandez-vous donc que que la société indemnise les propriétaires précédents, en fonction des indemnités qui ont été versées par la suite aux autres propriétaires?

M. Bell: Il s'agit essentiellement de cela.

Le sénateur Riley: Ce n'est pas la façon habituelle d'exproprier, n'est-ce pas? Si j'exproprie en 1980, en payant la valeur marchande réelle, et si j'exproprie encore, trois ou quatre ans plus tard, je paie alors selon la valeur marchande réelle.

Le sénateur Hays: Mais vous n'achetez pas le terrain. Vous le prenez en location.

Le sénateur Riley: Oui, c'est exact. Il s'agit d'une location, d'une servitude.

M. Kirk: Nous faisons valoir un nouveau concept, mais nous le croyons valable.

Le sénateur Hays: Voilà le but de ce projet de loi. Dans plusieurs régions, il y a quelques années, on achetait pour \$30 l'acre, des terrains dont la production d'orge rapportait \$15. Aujourd'hui, ces mêmes terrains valent \$1,000 l'acre et la production d'orge ne rapporte que \$325. Vous devez certainement tenir compte de cela.

[Text]

This committee has heard all sorts of evidence that land is really not better after a pipeline goes through it. In fact, it is much poorer because of the line going through it. I think we just cannot lose sight of the fact that both Bill C-60 and Bill S-12 bring in a whole new concept, namely, that the owner of the land should be fairly compensated, which was not the case in the past.

Mr. Kirk: Right.

Senator Hays: This bill must accomplish that, or it is not doing what we intended it to do in the first place.

Mr. Bell: As I have indicated, there will be great problems in the country in getting any negotiation proceeded with unless that compensation is provided for.

Senator Hays: Many of the oil companies that appeared here were 100 per cent in favour of this bill. Not all of them were, of course, because some of them were totally against it; but Alberta Gas Trunk and Nova, the largest of all of them, thought that the landowner had not been treated fairly over the years.

The Chairman: Mr. Hargrave?

Mr. Hargrave, M.P.: Mr. Chairman, once again, thank you. First of all, I should like to indicate that I certainly support the comments that have been made by the Canadian Federation of Agriculture through its representatives this morning. If I may, I should like to make a brief comment with respect to what we have just been talking about, market value and so on. It would be unfortunate, in those cases that will be before the courts for final settlement, if the courts were not required to accept the obvious fact that land values have been increasing. It is now well known and accepted by all concerned that, when settlements are made either for new pipeline rights-of-way or for renewals, land values have been increasing, and that fact is reflected in the new deals being made. If because of the wording of this bill that fact is not recognized when cases go to court, that would be most unfortunate. That is all I wish to say, Mr. Chairman. Thank you.

The Chairman: Are there any further questions, honourable senators? Thank you, Mr. Kirk and Mr. Bell, for your assistance. No doubt we will be calling upon you again.

Mr. Kirk: Thank you. We will try to draft that amendment.

The Chairman: Our next witnesses are from the Alberta Surface Rights Federation. We have Mr. Gordon Moulton of Hussar, Alberta, and Mr. Harvey Gardner of Nanton, Alberta. Would you care to give us a brief explanation of what the Alberta Surface Rights Federation is, Mr. Moulton?

Mr. Gordon Moulton, Secretary-treasurer, Alberta Surface Rights Federation: Mr. Chairman, honourable senators, our brief explains well, I think, just what the Alberta Surface Rights Federation is. If I read it, that may be sufficient explanation.

The Chairman: Certainly. Go ahead.

[Traduction]

Le Comité a entendu bon nombre de témoignages selon lesquels la valeur de terrain n'augmente pas lorsqu'un pipe-line le traverse. En réalité, elle diminue et précisément pour la même raison. Il ne faut pas oublier, à mon avis, que le bill C-60 et le bill S-12 introduisent un concept tout à fait nouveau, notamment que le propriétaire du terrain doit être indemnisé de façon juste, ce qui n'était pas le cas dans le passé.

M. Kirk: C'est vrai.

Le sénateur Hays: Ce projet de loi doit assurer cette indemnisation, sinon il n'atteint pas l'objectif que nous nous étions fixés au départ.

M. Bell: Comme je l'ai dit, nous éprouverons, au pays, de grandes difficultés à faire avancer les négociations, si nous ne prévoyons pas l'indemnisation.

Le sénateur Hays: Bien des sociétés pétrolières qui ont comparu appuyaient ce projet de loi sans réserves. Pas toutes, bien entendu, car certaines s'y opposaient tout à fait; mais l'Alberta Gas Trunk et la Nova, la plus importante, estimaient qu'on avait été injuste envers les propriétaires, par le passé.

Le président: Monsieur Hargrave?

M. Hargrave, député: Merci encore une fois, monsieur le président. J'aimerais d'abord signaler que je suis d'accord avec les commentaires qu'ont fait ce matin les représentants de la Fédération canadienne de l'agriculture. Si vous le permettez, j'aimerais parler brièvement du sujet dont nous venons de discuter, la valeur marchande. Pour ce qui est des causes qui seront devant les tribunaux en attendant une décision finale, il serait regrettable que les tribunaux ne soient pas obligés de reconnaître que la valeur des terrains a augmenté. Il est bien connu, et généralement accepté, lorsqu'on passe des contrats, soit pour des nouveaux droits de passages ou leurs renouvellements, que la valeur des terrains a augmenté et les nouveaux contrats en tiennent compte. Il serait malheureux que le libellé de ce projet de loi n'en tienne pas compte, car les décisions des tribunaux seront prononcées en conséquence. C'est tout ce que je voulais dire, monsieur le président. Merci.

Le président: Y a-t-il d'autres questions, honorables sénateurs? M. Kirk, M. Bell, je vous remercie de votre aide. Sans doute ferons-nous encore appel à vos services.

M. Kirk: Merci. Nous tenterons de rédiger un projet d'amendement.

Le président: Nos prochains témoins sont des représentants de l'Alberta Surface Rights Federation: MM. Gordon Moulton de Hussar, en Alberta et Harvey Gardner de Nanton, en Alberta. M. Moulton, pouvez-vous nous expliquer brièvement l'Alberta Surface Rights Federation?

M. Gordon Moulton, secrétaire-trésorier, Alberta Surface Rights Federation: Monsieur le président, honorables sénateurs, notre mémoire explique très bien le rôle de l'Alberta Surface Rights Federation, à mon avis. Si vous le permettez, je lirai un extrait du mémoire; ce sera suffisant.

Le président: Certainement. Poursuivez, je vous en prie.

[Text]

Mr. Moulton: Honourable senators, first we would like to extend to you our thanks and appreciation for the opportunity to submit to you our impressions and concerns regarding Bill C-60. We represent the Alberta Surface Rights Federation, which is a provincial organization of surface rights groups. For those of you not familiar with a surface rights group per se, perhaps a little history at this point would be appropriate.

Prior to 1974, land prices and farmers input costs were increasing at a respectable rate considered acceptable by the farming community. However, in 1974 the farmers received very good prices for their production which seemed to trigger a high degree of interest in farm real estate. Coincidental with that, the manufacturers of farm input products started increasing their product prices at a much higher percentage than they had prior to 1974. The trend to higher land prices and input costs has continued to the present day, putting tremendous pressure on the farming community. Farmers of today are much more conscious of the economics of farming and of the necessity to maximize the income from all segments of their operation in order to survive.

At the start of 1979 farmers began to realize that the oil and gas industry had either failed to realize or had chosen to ignore the greatly increased land prices and subsequent higher input costs. After repeated attempts to negotiate, individually, a more fair remuneration for the use of their surface rights and because of a determined effort on the part of industry to maintain the status quo, farmers decided to band together to achieve collectively what they could not do individually. This approach proved to be very successful in the sense that because of good media coverage of a few successful groups, farmers all over the province suddenly became more aware of their rights as landowners and also of the obligations of industry to them. The resulting more-informed landowners forced industry to reassess their position and subsequently to start paying for the surface rights at a figure consistent with today's land prices and input costs.

We still have a lot of problems and friction in different areas of the province between landowners and industry, but on the positive side a lot has been accomplished in one short year. The Federation of Surface Rights Groups is an example. For the first time in the history of mineral exploration and production in Alberta, the farmer, through the Federation, has input into the legislative process.

At this time I certainly don't want to belittle the accomplishments of Unifarm in this respect. We have been working hand in hand with them and we recognize their contribution to the farming industry.

More important, however, this input is being generated by landowners who are directly affected by industry activity. We are in the process of finalizing a lease agreement which

[Traduction]

M. Moulton: Honorables sénateurs, nous aimerions d'abord vous remercier de nous avoir permis de vous faire part de nos impressions et de nos intérêts, en rapport avec le Bill C-60. Nous représentons l'Alberta Surface Rights Federation, une association provinciale regroupant des gens qui s'intéressent aux droits superficiaires. Pour ceux d'entre vous qui ne connaissent pas ces groupes, je vous en donne un aperçu historique.

Avant 1974, le prix des terrains et des facteurs de production agricole augmentait à un taux raisonnable, que la communauté agricole considérait acceptable. Toutefois, en 1974, les exploitants ont obtenu de très bons prix pour leur production, ce qui semble avoir déclenché un vif intérêt dans l'immobilier agricole. Parallèlement, les manufacturiers de facteurs de production agricole ont commencé à augmenter leur prix à un pourcentage beaucoup plus élevé qu'ils ne l'avaient fait avant 1974. Cette tendance à la hausse des prix des terrains et des facteurs de production agricole s'est poursuivie jusqu'à ce jour et a exercé de fortes pressions sur la communauté agricole. Les exploitants d'aujourd'hui se soucient beaucoup plus de l'aspect économique de l'exploitation agricole et de la nécessité d'obtenir le rendement optimal de tous les secteurs de leur exploitation, afin de survivre.

Au début de 1979, les exploitants ont commencé à se rendre compte que l'industrie du gaz et du pétrole n'avait pas su reconnaître ou avait choisi d'ignorer l'augmentation considérable des prix des terrains et les coûts plus élevés qui en découlaient. À la suite de tentatives répétées pour obtenir, à titre individuel, une rémunération juste pour l'utilisation de leurs droits superficiaires et en raison de l'entêtement de la part de l'industrie à maintenir le statu quo, les exploitants ont décidé de se regrouper pour obtenir collectivement ce qu'ils ne réussissaient pas à obtenir individuellement. Cette tactique a très bien réussi et, en raison d'une bonne couverture de la part des médias et du succès de certains groupes, les exploitants de toute la province ont rapidement compris leurs droits comme propriétaires et les obligations qu'avait l'industrie à leur égard. Par conséquent, les propriétaires mieux informés ont forcé l'industrie à réévaluer sa position et, par la suite, à commencé à payer pour les droits superficiaires à un taux qui correspondait au prix actuel des terrains et aux coûts des facteurs de production agricole.

Dans certaines régions de la province, on éprouve encore beaucoup de difficultés et il y a encore une grande friction entre les propriétaires et l'industrie mais dans une seule année, nous avons gagné beaucoup. La preuve, c'est la Federation of Surface Rights Groups. Pour la première fois dans l'histoire de l'exploitation et la production de substances minérales en Alberta, l'exploitant, grâce à la Federation, peut participer au processus législatif.

Loin de moi l'intention de déprécier ici les travaux d'Unifarm dans ce domaine. Nous avons travaillé en étroite collaboration avec ce groupe et nous reconnaissons leur contribution à l'industrie agricole.

Mais ce qui est plus important, cet apport vient des propriétaires qui sont directement visés par l'activité industrielle. Nous sommes entrain de mettre le point final à une entente sur

[Text]

considers farmers' concerns about land reclamation as well as other very important changes we consider necessary. We have made representations to the Energy Resources Conservation Board respecting changes to the target spacing regulations in the province. We feel that, with the proposal submitted by Unifarm and supported by us, very necessary land conservation will be achieved. Today, honourable senators, we are in attendance before your committee submitting to you our concerns regarding Bill C-60. We commend this government for its participation and support of this bill.

Primarily, our concerns with Bill C-60 centre on clause 74(2)(a). We would recommend that this committee consider the following changes to these two clauses:

74(2)(a) "compensation for the acquisition of lands to be made by annual or periodic payments of equal or different amounts over a period of time".

75.2(1)(a) a person whose lands are taken by a company, the committee shall direct, at the option of the person, that the compensation be made by annual or periodic payments of equal or different amounts over a period of time; or

We fully support the concept of annual payments for pipeline easements. It has been the contention of the agricultural community for some time that the loss of use, inconvenience, and associated loss of productivity on a pipeline easement warrants annual payment consideration. However, we do not envisage an annual compensation based on the market value of the land divided by the number of years the pipeline is in operation. We are sure this would defeat the intent of the section. We would hope the people responsible for the acquisition of lands and the people responsible for arbitration of cases where mutual agreement cannot be reached, recognize the yearly aggravation of a pipeline to a landowner and compensate him accordingly. All of the problems associated with land acquisition for industry and governments where said lands are acquired through expropriation, would disappear if the landowners were compensated fairly.

Another benefit of a change in this section would be one of consistency. If you eliminate the options, all farmers would receive the same consideration regarding method of payment. In our opinion, if you allow farmers an option, it would be an administrative nightmare for industry. It would further eliminate what we consider to be probably the most serious problem facing the agricultural community with the passing of this clause in its present form. We are definitely in favor of annual payments passing with the title in the event of a land sale. The situation where a person buys a parcel of land with a pipeline on it and receives no compensation for the inconvenience and nuisance is unacceptable in our opinion.

Another concern we have is with Section 73(2), which defines an owner as anyone entitled to compensation under Section 64 of the National Energy Board Act, which reads as follows, and I am quoting out of context:

[Traduction]

la location, qui tient compte des intérêts des exploitants quant à la remise en état des terrains et d'autres changements très importants que nous estimons nécessaires. Nous avons communiqué avec le Energy Resources Conservation Board au sujet des modifications à apporter aux règlements sur l'espacement des cibles des puits dans la province. Grâce à la proposition présentée par Unifarm, que nous avons appuyée, nous croyons que nous pourrions réaliser une remise en état des terres qui s'impose. Aujourd'hui, honorables sénateurs, nous comparaissons devant votre Comité pour vous faire part de nos opinions sur le bill C-60. Nous félicitons ce gouvernement de sa participation et de son appui du projet de loi.

C'est surtout l'alinéa 74(2)a du bill C-60 qui retient notre attention. Nous recommandons au Comité d'étudier les modifications suivantes relativement à l'article en question:

74(2)a «une indemnité pour l'acquisition des terrains payée par versements annuels ou autres versements périodiques de montants égaux ou différents échelonnés sur une période donnée;»

75.2(1)a «d'une personne, dont les terrains sont acquis par une compagnie, il doit, au choix de la personne, en ordonner le paiement par versements annuels ou autres versements périodiques de montants égaux ou différents échelonnés sur une période donnée; ou»

Nous favorisons pleinement le principe des versements annuels à l'égard des servitudes. Les agriculteurs font valoir depuis longtemps que la perte d'usage, les inconvénients et les pertes de productivité afférentes à une servitude de pipe-line justifient des versements annuels. Cependant, nous n'envisageons pas un paiement par versements annuels qui serait fondé sur la valeur marchande du terrain divisée par le nombre d'années d'exploitation du pipe-line. Nous sommes convaincus que cette interprétation irait à l'encontre de l'intention du législateur. Nous espérons que les acheteurs de terrains et les membres du comité d'arbitrage, s'il n'y a pas d'entente, seront conscients des irritations constantes que présente le pipe-line aux propriétaires et les indemniseront en conséquence. Tous les problèmes découlant de l'expropriation de terrains pour l'industrie et le gouvernement disparaîtraient si les propriétaires étaient indemnisés équitablement.

Cette modification présente l'avantage supplémentaire d'uniformiser les méthodes de paiement. Si toutes les options sont éliminées, les agriculteurs seront traités sur un même pied. Nous faisons valoir que la possibilité offerte aux agriculteurs de choisir, entraînera des formalités administratives énormes pour l'industrie. Cette modification éliminerait également ce qui, à notre avis, est peut-être le problème le plus grave auquel se heurtent les agriculteurs. Nous voulons que les versements annuels en cas de vente du terrain, soient passés avec le titre de propriété. Nous trouvons inacceptable qu'une personne achète une parcelle de terrain sur laquelle passe un pipe-line sans recevoir d'indemnisation pour des inconvénients.

Nous nous sommes également penchés sur le paragraphe 73(2) qui définit le propriétaire comme étant toute personne qui a droit à une indemnité conformément à l'article 64 de la Loi sur l'Office national de l'énergie; ce paragraphe se lit comme suit:

[Text]

"to all persons interested, for all damages sustained by them by reason of the exercise of such powers."

We feel that is not a sufficient description of owner. It tends to be very vague and could lead to problems between industry and landowners. It implies ownership as being all persons affected by the installation. This conceivably could be a whole community. Ownership should be clarified.

We further question Section 75(1)(c). Does this section mean that the company will have a qualified appraisal made of the land value before the landowner is approached for negotiation? It would seem to us that if that is the case then industry is being forced to spend large amounts of money, in most instances, unnecessarily. It should only be necessary in situations where the landowners and the company cannot reach agreement and arbitration is the only recourse. A great percentage of negotiations are successful between landowners and companies.

We recommend in 75(3) that lines 38 and 39 be deleted. The section would then read as follows:

(3) where a company serves a notice on an owner of lands under subsection (1) it is liable to the owner for all damages suffered and reasonable costs incurred . . .

A further concern we have is Section 75.14. We do not approve of an arbitration committee being appointed by the minister. They should be knowledgeable people selected from within the pipeline industry and the agricultural industry by the National Energy Board. Decisions and judgments handed down by this committee should reflect a high degree of intelligence with respect to both agriculture and the pipeline industry.

It is suggested that with regard to 75.15(4) that all records and findings of the arbitration committee be made available to the public for a reasonable fee.

We submit to you that 75.2(3) should be changed to read as follows:

"an arbitration committee shall direct a company to pay interest on the amount of any compensation awarded by the committee . . .

It is assumed that the minister will use resource people who are qualified as experts in agriculture and pipeline construction when he formulates the regulations which will be used to carry out the purposes and provisions of this act. Our interpretation of a qualified agricultural person is one who has been actively engaged in farming within the last three years.

In conclusion may we again commend this government for the leadership they have demonstrated in presenting this bill. I am sure the relationship between landowners and industry will be much better because of it.

Senator Hays: I have one quick question: Why didn't you commend "our" government rather than "this" government?

[Traduction]

«tous les intéressés des dommages qu'ils ont subis en raison de l'exercice des pouvoirs».

A notre avis, cette définition ne décrit pas ce qu'est un propriétaire. Elle est très vague et pourrait donner lieu à des problèmes entre l'industrie et les propriétaires. Ce paragraphe définit comme étant propriétaire toute personne touchée par l'installation. Cela pourrait comprendre le village au complet. Il faudrait clarifier cette notion de propriétaire.

Nous nous posons également des questions à l'égard de l'alinéa 75(1)c). Faut-il comprendre que la compagnie aura déjà fait faire une évaluation des terrains avant le début des négociations avec le propriétaire? Si tel est le cas, nous pensons que l'industrie devra dépenser souvent inutilement des sommes énormes. L'évaluation ne devrait être nécessaire que lorsque le propriétaire et la compagnie ne s'entendent pas et qu'ils doivent faire appel au comité d'arbitrage. Une bonne partie des négociations entre les propriétaires et les compagnies se déroule bien.

Nous recommandons de modifier le libellé du paragraphe 75(3). Ce paragraphe deviendrait:

(3) lorsqu'une compagnie signifie un avis à un propriétaire de terrains conformément au paragraphe (1), elle est responsable envers le propriétaire de tous les dommages subis et des frais raisonnables encourus . . . »

Nous nous sommes également penchés sur l'article 75.14. Nous ne pensons pas qu'il devrait revenir au ministre de nommer les membres du comité d'arbitrage. Nous croyons que le comité d'arbitrage devrait être formé de personnes compétentes représentant l'industrie du pipe-line et l'industrie de l'agriculture et qu'ils devraient être nommés par l'Office national de l'énergie. Les décisions et jugements que rend le comité feraient ainsi état d'une grande compréhension des mondes agricole et industriel.

Nous proposons, pour ce qui est du paragraphe 75.15(4) que tous les dossiers et conclusions du comité d'arbitrage soient mis à la disposition du public, contre paiement d'un montant raisonnable.

Nous demandons que soit modifié comme suit le libellé du paragraphe 75.2(3):

«un comité d'arbitrage doit ordonner à une compagnie de verser, sur le montant de toute indemnité accordée par le comité un intérêt . . . »

Nous supposons que le ministre fera appel à des personnes ressources compétentes en agriculture et en construction de pipe-line pour rédiger les règlements découlant de la présente loi. A notre avis, une personne ressources compétente en agriculture est une personne qui a eu une exploitation agricole pendant les trois années qui viennent de s'écouler.

Pour conclure, nous félicitons à nouveau le gouvernement qui a su innover dans la présentation de ce projet de loi. Je suis sûr que les relations entre les propriétaires de terrains et l'industrie s'en trouveront améliorées.

Le sénateur Hays: J'aurais une petite question à poser. Pourquoi félicitez-vous «le» gouvernement et non pas «notre» gouvernement?

[Text]

Mr. Moulton: I could answer that in great detail, but I do not think I will.

The Chairman: You assume the minister will use resource people who are qualified experts in agriculture and pipeline, but you do not assume he will use the same criteria when appointing the arbitration committee. Why is that?

Mr. Moulton: The statement made at the end of the brief should apply to all appointments made by the minister with respect to the pipeline act.

The Chairman: You assume he will do that in the second part, but you are not so sure he will do that when he appoints the committee.

Mr. Moulton: We are fully in support of qualified people being on the arbitration committee.

I would point out that, in evidence submitted earlier this morning, it is assumed that you cannot legislate and that annual payments will transfer with the title. What we are suggesting is that this would be the optimum situation if it can be done. If it cannot be done, then I think such a process would have to be through lease forms or agreements between the companies.

In one situation in Alberta right now there is a proposal for a lease form where the company would have the right to terminate a lease in the event of a land sale and take a new lease out with the new owner. That is how that situation is being handled.

Senator Hays: Is that Alberta law?

Mr. Moulton: No. This is the lease form that is being formulated to deal with oil sites. This is one way of handling that particular aspect.

The Chairman: You say in your brief:

The situation where a person buys a parcel of land with a pipeline on it and receives no compensation for the inconvenience and nuisance is unacceptable in our opinion.

Does that not apply to anything a person buys and he knows the situation when making the purchase? Is that not reflected in the price of the land and isn't the buyer aware when he buys it? How can the purchaser make it acceptable to him?

Mr. Moulton: Mr. Chairman, our position in respect to this is that, in essence, you eliminate the benefit of annual payment. If that benefit is not passed on with the land, why give an annual payment on a pipeline to a person who is no longer the owner of the land? The benefit of the principle of this bill is then lost.

The Chairman: If I am the owner of land I can reserve my minerals when I sell the land. If I had a rental benefit of any kind coming in, could I not reserve the benefits of an easement? You are the buyer, and you have to beware.

Mr. Moulton: What we are suggesting to this committee is that if it is possible to legislate the option portion of this bill

[Traduction]

M. Moulton: J'aurais bien des raisons à vous donner, mais je préfère me taire.

Le président: Vous supposez que le ministre fera appel à des personnes ressources compétentes dans les domaines de l'agriculture et du pipe-line; or, vous ne supposez pas la même chose lorsqu'il s'agira de nommer les membres du comité d'arbitrage. Pourquoi?

M. Moulton: La déclaration que nous faisons à la fin de notre mémoire vise toutes les nominations faites par le ministre, en ce qui a trait à la loi sur les pipe-lines.

Le président: Vous supposez que le ministre nommera des personnes compétentes dans la deuxième partie, mais vous n'êtes pas convaincu qu'il fera de même lorsqu'il nommera les membres du comité.

M. Moulton: Nous voulons bien sûr que des personnes compétentes soient nommées au comité d'arbitrage.

J'aimerais souligner, d'après les témoignages entendus ce matin, qu'on suppose que vous ne pouvez pas légiférer et que les versements annuels seront transférés avec les titres de propriété. A notre avis, ce serait idéal, si cela pouvait être réellement fait. Si non, alors je dirai qu'il faudra procéder par bail ou par entente entre les compagnies.

En Alberta il y a, à l'heure actuelle une proposition de bail où la compagnie aurait le droit d'y mettre fin si le terrain est vendu et d'en signer un autre avec le nouveau propriétaire. C'est ainsi qu'on procède.

Le sénateur Hays: Est-ce une loi albertaine?

M. Moulton: Non, c'est la formule de bail qui est rédigée pour les puits de forage. C'est une façon de régler ce problème.

Le président: Vous dites, dans votre mémoire:

«Nous trouvons inacceptable qu'une personne achète une parcelle de terrain sur laquelle passe un pipe-line sans recevoir d'indemnisation pour les inconvénients.»

N'est-ce pas une situation qui s'applique à tout acheteur qui sait ce qu'il achète? Ce facteur n'entre-t-il pas en ligne de compte dans le prix du terrain, et l'acheteur n'en est-il pas conscient lorsqu'il achète le terrain? Comment l'acheteur peut-il le rendre acceptable pour lui?

M. Moulton: Monsieur le président, ce que nous voulons bien faire comprendre, c'est qu'il serait possible d'éliminer le versement annuel. Si cette indemnisation n'est pas transférée avec les titres de propriété, à quoi cela sert-il de faire un paiement annuel à une personne qui n'est plus propriétaire du terrain? L'intention du projet de loi n'est pas respectée.

Le président: Si je suis propriétaire d'un terrain, je peux réserver les minéraux lorsque je vends ce terrain. Si je pouvais louer ce terrain, ne pourrais-je pas également réserver les avantages du droit de servitude? C'est vous l'acheteur, c'est vous qui devez prendre garde.

M. Moulton: Soyons clairs, nous aimerions que soit enlevé du projet de loi, le facteur choix, si c'est possible. Nous

[Text]

out of the bill we would suggest that it be done. Being farmers and knowing farmers as well as we do, if you give farmers the option, some of them will take that option. Naturally, anyone who is in the farming business and ready to retire would elect the lump-sum payment at the start because he is going to be off the land and it is not going to be a concern of his any longer.

We are considering the overall picture in terms of the people who are going to be on the land five to twenty years from now.

Senator Hays: Would the purchaser of the land not receive all the benefits of the pipeline? Sometimes I think we become confused between leasing and ownership. I do not think that any of the oil companies want to own this land. Quite a few miles of pipeline go through my property and I always say to them, "Why don't you buy the land, fence it, and pay the taxes on it?" I am doing all these things. He does not want to own it, because the farmer pays the taxes, and taxes increase.

It seems to me the intent of the bill—if it is not in there—should be that the farmer will have a new deal. No matter who purchases the land, if he is a farmer he is going to be receiving rent, despite the manner in which they dealt with it 30 or 50 years ago. When we were doing the 48-inch pipeline, the Yukon got \$36 million. For every pipeline in Alberta, the municipality collects a lot of taxes, because it is a real asset in the ground. With respect to the pipeline that goes through your area, Mr. Gardner, you do not get any of the benefits, but High River gets them all, and they collect hundreds of thousands of dollars wherever that pipeline goes through. The municipality assess and tax it. You pay the taxes and you put up with the inconveniences. It seems to me that you are entitled to a fair rent, and whatever they paid for the land in the first place, I do not think that is immaterial. They paid on some of that pipeline that goes through your area from \$200 to \$1,000 an acre. Our chairman is a great land man and he knows exactly what he has done in the past, whether he cares to tell the committee that or not.

The Chairman: I was buying then, senator.

Mr. Harvey Gardner, Director, Alberta Surface Rights Federation: Honourable senators, I believe it is really a matter of terminology. As Senator Hays has stated, the purpose of annual compensation is to compensate the owner of the land for the inconveniences, the potential hazards, the tax paid and the other attendant factors that go with the pipeline. If I were to be able to sell my land to someone outside the agreement between myself and the company, depart and take the annual compensation aspect of the agreement with me, leaving the new owner without that benefit, then the purpose of the annual compensation would be totally lost.

Senator Hays: But referring to this caveat, you cannot put a feedlot or a building over it. If you were planning to extend your facilities, and you wanted to go west, and the pipeline is

[Traduction]

sommes des agriculteurs, et nous connaissons bien les agriculteurs, nous savons que si vous leur donnez le choix, certains d'entre eux s'en prévaudront. Bien sûr, les agriculteurs qui sont sur le point de prendre leur retraite choisiront un versement unique d'une somme globale, car ils n'exploiteront plus leurs terres, et l'inconvénient sera subi par un autre.

Nous songeons à l'ensemble des agriculteurs, qui exploiteront encore leurs terres d'ici cinq à vingt ans.

Le sénateur Hays: L'acheteur du terrain ne recevra-t-il pas tous les avantages du pipe-line? Je crois parfois que nous confondons la location et la propriété. Je ne pense pas qu'une compagnie pétrolière veuille devenir propriétaire du terrain. Un pipe-line traverse ma propriété et je dis toujours aux représentants de la compagnie: «Pourquoi n'achetez-vous pas le terrain, vous pourriez ériger une barrière et payer les taxes.» C'est moi qui doit faire tout cela, la compagnie ne veut pas devenir propriétaire, car c'est l'agriculteur qui paie les taxes qui ne cessent de grimper.

Il me semble que l'intention du législateur, si elle n'est pas évidente, devrait être que l'agriculteur sera traité différemment. Peu importe l'acheteur du terrain, si c'est un agriculteur, il recevra un loyer, en dépit de la façon dont ces choses se passaient il y a 30 ou 50 ans. Lorsque le pipe-line de 48 pouces a été construit, le Yukon a reçu \$36 millions. À l'égard de chaque pipe-line en Alberta, les municipalités reçoivent énormément de taxes, car il s'agit d'un bien réel. En ce qui est du pipe-line qui traverse notre région, monsieur Gardner, vous ne recevez aucune indemnisation, mais la municipalité de High River reçoit des centaines de milliers de dollars pour ce pipe-line. La municipalité évalue votre propriété et fixe les taxes. Vous devez payer les taxes et endurer les inconvénients. Il me semble que vous avez droit à un loyer équitable et que, cela compte quoique la compagnie ait payé pour l'achat du terrain. La compagnie a payé, pour certaines parties de ce pipe-line qui traverse votre région, entre \$200 à \$1,000 l'acre. Notre président est un grand propriétaire foncier et il sait très bien ce qu'il a fait à cette époque; je ne sais pas s'il voudrait en parler aux membres du comité.

Le président: J'achetais des terrains à l'époque, monsieur le sénateur.

M. Harvey Gardner, directeur, Alberta Surface Rights Federation: Honorables sénateurs, je crois qu'essentiellement, c'est une question de terminologie. Comme le disait le sénateur Hays, le paiement annuel est versé au propriétaire en compensation des inconvénients, des dangers possibles, des taxes payées et des autres facteurs connexes au pipe-line. Si je pouvais vendre mon terrain à un acheteur sans lui vendre la portion de l'entente que j'ai signée avec la compagnie, si je pouvais partir du terrain et recevoir encore le paiement annuel, en l'enlevant au nouveau propriétaire, le principe de l'indemnisation serait bafoué.

Le sénateur Hays: Mais, pour en revenir à cette histoire, il demeure que vous ne pouvez pas y installer de parc d'engraissement, ni construire un bâtiment. Si vous vouliez agrandir vos

[Text]

there, you go east. This is a very serious matter now, whereas before nobody was there.

Mr. Gardner: Another aspect that most farmers and, obviously, people in industry have not considered, occurred in our own situation where we have three pipelines that would be put in. Since they were put in, I have a hired man and then put a building in for him that suited everybody, but water is a problem. There is a spring and I would like to pipe that spring down to his house. Physically, it could be done; economically, it cannot be done, because I have to pay the companies to come back and get their people to put my pipeline under their three pipelines, if they are in between.

Senator Hays: Does this come under damages?

Mr. Moulton: Not under the agreements.

Senator Hays: Or irrigation ditches and other things?

Mr. Gardner: That is right. This is left up to the land owner. They put in their pipeline and if you want to do something different subsequent to signing the agreement, that is tough. You can do it, but you pay.

Senator Hays: These recommendations for changes that you are making, they are fairly similar to the ones that have been requested, but they do these sort of things that you are speaking about now.

Mr. Gardner: All these attendant inconveniences and expenses are the reason why the annual compensation should be tied irrevocably to the title of the land.

Senator Hays: Mr. Chairman, how is this act going to affect the provincial acts?

The Chairman: This is just for federally-owned. Any pipeline constructed under the National Energy Board is affected.

Senator Hays: Including the Alaska Pipeline that is coming down?

The Chairman: Yes, and the Trans-Canada Pipeline; any trans-provincial pipeline.

Mr. Moulton: Mr. Chairman, I might point out that the president of the Federation is negotiating with a major transmission company in the province of Alberta and they have accepted this principle of annual payments, and are going to incorporate it on July 1.

Perhaps I should point out one or two other things. The select committee in its hearings held in Alberta found one or two interesting facts in their tour of the province. Again, we get back to one of the reasons for annual payments. At a hearing held in the area, I believe it was found that the municipality had in actual fact re-assessed the land that the pipeline as well sites were on at a higher rate than land that did not have a pipeline or well site on, and the farmers were paying higher taxes because of the fact that that pipeline or well site was in existence.

[Traduction]

bâtiments vers l'ouest et que le pipe-line y est, vous devez agrandir vers l'est. Il s'agit ici d'une question très sérieuse, car auparavant il n'y avait rien sur votre terrain.

M. Gardner: Il est un autre aspect auquel la majorité des agriculteurs et, de toute évidence les industriels, n'ont pas pensé; dans notre région, trois pipe-line ont été construits. Depuis leur construction, j'ai embauché un employé et je lui ai construit une maison, cependant il y a un problème d'eau. J'ai une source sur mon terrain et j'aimerais amener l'eau par tuyaux à sa maison. Matériellement, c'est possible; économiquement, c'est impossible, car je devrais demander à la compagnie d'envoyer ses employés pour installer ma canalisation sous les trois pipe-lines, si la maison de l'employé est de l'autre côté. Et je devrais payer pour cela.

Le sénateur Hays: Est-ce que cela fait partie des dommages?

M. Moulton: Non, pas en vertu des ententes.

Le sénateur Hays: Qu'en est-il des canaux d'irrigation?

M. Gardner: Encore une fois, cela revient au propriétaire du terrain. La compagnie construit son pipe-line et si, après avoir signé l'entente, vous voulez modifier votre terrain, c'est difficile. Vous pouvez le faire, mais vous devez payer.

Le sénateur Hays: Les recommandations que vous nous présentez ressemblent beaucoup à celles qui nous ont été demandées, mais elles ne règlent pas les problèmes dont vous parlez.

M. Gardner: Tous ces inconvénients et dépenses sont les raisons pour lesquelles, à notre avis, le paiement annuel devrait être lié irrévocablement au titre de propriété du terrain.

Le sénateur Hays: Monsieur le président, ce projet de loi aura-t-il une incidence sur les lois provinciales?

Le président: Il ne vise que les pipe-line appartenant au gouvernement fédéral, tous les pipe-lines construits par l'Office national de l'énergie.

Le sénateur Hays: Y compris le pipe-line de l'Alaska qui s'en vient?

Le président: Oui et le pipe-lines Trans-Canada, tous les pipe-line qui traversent les frontières des provinces.

M. Moulton: Monsieur le président, je voudrais vous faire remarquer que le président de la Fédération négocie présentement avec une importante société de transport de gaz de la province de l'Alberta et que le principe des paiements annuels a été accepté, et sera incorporé le 1^{er} juillet.

Je devrais peut-être porter un ou deux autres points à votre attention. Le Comité spécial a découvert quelques faits intéressants lors des audiences qu'il a tenues au cours de sa tournée de la province de l'Alberta. Nous revenons de nouveau à l'une des raisons justifiant les paiements annuels. Lors d'une audience tenue dans la région, je crois, on a constaté que la municipalité avait effectivement réévalué les terres sur lesquelles étaient aménagés le pipe-line et les chantiers de forage selon un taux plus élevé que les terres non touchées par le projet, et les cultivateurs payaient des taxes plus élevées à cause de cela.

[Text]

Further to that comment, I would like to point out that on page 5 in our recommendation for changes to 75(3), in essence, what we are doing there is making it mandatory for the company to pay all costs incurred by the land owner from the moment he is approached.

Senator Hays: You mean legal fees and that sort of thing?

Mr. Moulton: Anything. Time expended on his part should be paid for from the time he is approached by the land man to negotiate. Whether or not the farmer is going to arbitration or not, he should be paid for all his time right from the start.

The Chairman: Going back to page 4—I regret that Senator Adams or Senator Williams are not here as I am sure they would have liked to explore this with you—why are you concerned about the definition of an owner? You are quite right it is all persons interested, for all damages sustained by reason of exercise of powers, and it could conceivably be the whole community. What is your problem with that?

Mr. Moulton: Basically, our problem is that it might be one for industry. The Federation feels that any change of the act like this is a benefit to the farmer and is a good thing, but we have to be realistic about it. We have to have an act or change in the legislation acceptable or workable by industry. We cannot ask for something that they cannot live with. In this sense, we feel that it would benefit industry to have a clear definition of "ownership."

The Chairman: In the North this covers pipelines that are going to be constructed in the Yukon and the Arctic, and people who are going to be affected up there are going to be the Eskimos, the Inuits and the bands. They all will be affected when a pipeline goes through an area and they could be living 50 miles away but they are still affected by the construction of that pipeline and are entitled to consideration. Therefore, that is precisely why that is used. You cannot just say it is the registered owner of the land. I may be living five miles away and it affects me, but it would be up to the board to decide how much interest I really have. If my objection is frivolous, they do not have to consider it. On the other hand, some environmentalist group in Toronto could be interested. It is up to the board to decide how big an interest I have.

Senator Lucier: Mr. Chairman, if you are dealing with aboriginal rights, I should point out that in the Yukon there has never been an agreement or treaty signed with the native people. Their stand is that they own all the land in the Yukon—they own the whole of the Yukon—until they negotiate some of it away, and that's where the land claims negotiations are right now. Their stand is that they own all of it, and are negotiating some of it away. They have a somewhat different concept of ownership than we do.

Mr. Gardner: And we are taking it into consideration.

[Traduction]

Maintenant, j'aimerais dire que notre recommandation, à la page 5, en vue de modifier le paragraphe 75(3), vise essentiellement à obliger la société à payer tous les frais encourus par le propriétaire foncier à partir de la première prise de contact.

Le sénateur Hays: Vous voulez dire honoraires d'avocat et ainsi de suite?

M. Moulton: N'importe quoi. Le temps qu'il a passé à discuter doit être payé à partir du moment où il a été approché par le représentant de la société pour négocier. Peu importe si le cultivateur opte ou non pour l'arbitrage, il doit être indemnisé pour tout son temps à partir du début.

Le président: Revenons à la page 4 (je regrette que le sénateur Adams ou le sénateur Williams ne soient pas là, car je suis convaincu qu'ils auraient aimé explorer cette question avec vous) pourquoi la définition de propriétaire vous préoccupe-t-elle? Vous avez entièrement raison que c'est tous les intéressés, pour tous les dommages subis par suite de l'exercice de pouvoirs, et il est concevable que ce soit toute la collectivité qui soit visée. Qu'est-ce qui vous préoccupe?

M. Moulton: Essentiellement, nous craignons des problèmes pour l'industrie. La Fédération estime que toute modification de la loi bénéficie au cultivateur et que c'est une bonne chose, mais nous devons être réalistes. Il nous faut une loi ou une modification de la loi qui soit acceptable ou applicable par l'industrie. Nous ne pouvons pas demander quelque chose qui est incompatible avec l'industrie. En ce sens, nous estimons qu'il serait avantageux pour celle-ci d'avoir une définition claire de «propriété».

Le président: Dans le Nord, cela englobe les pipe-lines qui vont être aménagés au Yukon et dans l'Arctique, et les personnes qui seront touchées là-bas, sont les Esquimaux, les Inuit et les bandes indiennes. Ces personnes vont toutes être affectées par l'aménagement d'un pipe-line dans leur région, même si elles sont à 50 milles du tracé, et elles ont droit à des considérations. Voilà précisément le pourquoi de cette disposition. Vous ne pouvez pas dire simplement le propriétaire enregistré du terrain. Je peux habiter à cinq milles du tracé et en être affecté, mais il incomberait à la commission de décider du bien-fondé de ma plainte. Si mes objections manquent de sérieux, la Commission n'est pas tenue de les étudier. Par contre, un groupe de Toronto spécialiste en matière d'environnement pourrait avoir des plaintes légitimes. C'est à la commission qu'il appartient de décider du sérieux de mon cas.

Le sénateur Lucier: Monsieur le président, si vous parlez de droits des autochtones, je dois vous dire qu'au Yukon il n'y a jamais eu d'entente ou de traité avec le peuple autochtone. Celui-ci estime qu'il est propriétaire de toutes les terres du Yukon (il possède tout le Yukon) jusqu'à ce qu'il en cède une partie par voie de négociations, et c'est là où en sont rendues actuellement les négociations relatives aux revendications foncières. Selon lui, il possède tout le Yukon et il est en train d'en céder une partie par voie de négociations. Son idée de propriété diffère quelque peu de la nôtre.

M. Gardner: Et nous en tenons compte.

[Text]

Senator Hays: And I want you to know that Senator Lucier did a really good job for the Yukoners.

The Chairman: Mr. Murray, of Foothills, when he appeared before us, indicated that in many, many cases there is really agreement between the landowner and the company to build the pipeline, the only point of contention being compensation. He felt that perhaps there should be a short cut instead of going through that whole arbitration process, and that they should just deal with compensation. Have you any reflections on that? Is that the case?

Mr. Moulton: I think this act allow for arbitration of compensation only. In fact, before we made up the brief we did talk to the industry about it, and this is one of the concerns they have. One company claims that a farmer can in fact take the company to arbitration three times under this particular act, once with regard to the location of the pipeline, a second time for compensation, and a third time for damages. I think arbitration for compensation purposes only is allowed for in there.

Mr. Gardner: You might find yourself in the position of arguing non-compensable damages; but this is not the sort of thing one can arbitrate anyway. I can tell a company, "I just plain don't want your pipeline," and no amount of compensation is going to really please me, regardless of whether that amount is a reasonable amount or not. You can't take into consideration that sort of non-compensable thing, can you? This is an attitude thing. "I don't want your pipeline, but if I've got to have it, then I'm going to want to be compensated in the manner that I choose, seeing that it's being forced upon me."

We talk about land values and willing sellers and willing buyers, but in very many cases, with any industrial development, your agriculturalist is not a willing seller.

Senator Hays: Do you not think, Mr. Gardner, that if there were fair compensation paid, in so far as rentals, and that sort of thing, are concerned, that there would not be this kind of animosity from the landowner, saying, "I don't want your pipeline"? Perhaps it would be an advantage as far as the farmer is concerned, because sometimes, you know, you get services from the pipeline. But today what you are saying is exactly right: nobody wants a pipeline; it is detrimental to them. Like a power line, it can just be devastating. But I think, if a fair rental were paid, perhaps some of that animosity might dissipate.

You were talking about values of land, and how you arrived at them. It seems to me that the government today, or the people that buy the land, deal with it on the basis of agricultural land and relate it to the capital gains tax, of which the farmer wants to pay as little as he can; but it is generally a pretty fair assessment, you know. If 1971 is D-day we know what agricultural land is worth, because they go out and compare it with all the parcels of land that have been sold in the neighbourhood and say, "This is the price of the land." Do

[Traduction]

Le sénateur Hays: Et j'aimerais vous dire que le sénateur Lucier a fait du vrai bon travail pour les habitants du Yukon.

Le président: M. Murray, de la société Foothills, nous a dit quand il a comparu devant nous, que dans bien des cas il y a vraiment entente entre le propriétaire foncier et la société concernant l'aménagement du pipe-line, le seul point de discord étant l'indemnité qui doit être versée. Il lui semblait qu'il devrait peut-être y avoir une façon plus rapide de faire les choses, au lieu d'avoir à subir tout ce processus d'arbitrage, et que la société devrait s'occuper seulement des indemnités. Avez-vous des idées là-dessus? Est-ce vraiment le cas?

M. Moulton: Je pense que la présente loi permet l'arbitrage en matière d'indemnités seulement. En fait, nous avons consulté l'industrie à ce sujet avant de rédiger notre mémoire, et c'est une de ses sources d'inquiétude. Une société prétend qu'un cultivateur peut effectivement l'amener en arbitrage à trois reprises en vertu de cette loi une première fois au sujet de l'emplacement du pipe-line, une deuxième fois pour ce qui a trait à l'indemnité, et une troisième fois pour les dommages-intérêts. Je pense que l'arbitrage aux fins des indemnités seulement est prévu ici.

M. Gardner: Vous vous retrouverez peut-être à débattre des questions de dommages-intérêts qu'aucune indemnité ne peut régler mais ce n'est pas le genre de chose qui se règle en arbitrage, de toute façon. Je peux dire à une société: «Je ne veux tout simplement pas de votre pipe-line», et aucune indemnité ne va vraiment me satisfaire, peu importe si le montant et raisonnable ou non. Vous ne pouvez pas trancher ce genre de question, n'est-ce pas? C'est une question d'attitude. «Je ne veux pas de votre pipe-line, mais s'il le faut, je veux être indemnisé d'une façon qui me convient, étant donné que je n'ai pas le choix».

Nous parlons de valeurs foncières et de vendeurs et d'acheteurs disposés à conclure un marché, mais dans de très nombreux cas, lorsqu'il est question de projet industriel, votre agriculteur n'est pas un vendeur prêt à transiger.

Le sénateur Hays: Ne croyez-vous pas, monsieur Gardner, que si les indemnités versées étaient justes, en ce qui a trait au loyer et ainsi de suite, qu'il y aurait moins d'animosité de la part des propriétaires. Peut-être cela comporte-t-il des avantages pour le cultivateur, parce que parfois, vous savez, le pipe-line vous rend service. Mais ce que vous dites aujourd'hui est très vrai: personne ne veut d'un pipe-line, cela ne plaît à personne. Tout comme un ligne de transmission électrique, un pipe-line peut être dévastateur. Mais je pense que si l'on versait un loyer juste, une certaine part de cette animosité se dissiperait.

Vous parliez de la valeur des terres, et comment vous arriviez à l'établir. Il me semble qu'aujourd'hui le gouvernement ou ceux qui achètent les terres fondent leur évaluation sur la valeur des terres agricoles qu'ils assujettissent à la taxe sur les gains en capital dont le cultivateur veut payer le moins possible, mais en général il s'agit d'une évaluation assez juste. Si l'on prend 1971 comme année de référence, on sait ce que valent les terres agricoles parce qu'on les compare aux parcelles de terre qui ont été vendues dans le voisinage et qu'on dit

[Text]

you not think that it's a pretty fair way of doing it, in so far as the government is concerned?

Mr. Gardner: I think it is probably as fair as can be achieved.

You speak about adequate compensation reducing animosity. In my own case I do not feel animosity, even towards the company that is forcing the pipeline upon me, nor towards the government; on the other hand, three generations of us have been on this particular land. The whole ranch is home. You cannot put anything on there that is not in my living room. This is an emotional evaluation. I can't put dollars on that. As a realist, however, if somebody comes to me with a pipeline proposal and says, "We'll give you so many dollars, and we're willing, if you prefer, to give you so many dollars per annum instead," there's going to be a figure come along, and I'm going to say, "Well, I know that I can't do any better than that, and I can't convince you to take your pipeline somewhere else."

A proposal was made at one negotiation meeting that I was at, where the land men kept coming back to dollars, and one of the people stood up and said, "You should realize the possibility that these people are not interested in the dollars, but would be willing to pay you to put the pipeline somewhere else." One of the big, husky, older gentlemen, a very vigorous fellow, jumped to his feet, slapped down his wallet, and said, "What will you take?" The land men were flabbergasted. It had never occurred to them that somebody really would give money to be shut of their proposal. Possibly this is an unusual situation. Ours is a backwoods area, you might say, and all the rest of it, but—

Senator Hays: Don't devalue it. I have some land in there, too.

Mr. Gardner: Yes. You're a neighbour too. This occurred south of me, rather than to the north. When we talk about damages, and this sort of thing, and what you can legislate, we're not talking about that kind of thing, are we? Because it can't be written down. I don't know whether I even touched on your question. Maybe I've gone all around it.

Senator Hays: They will have to value the land for rental purposes, and if the land is yielding \$300 an acre, why, they'll have to base it perhaps on what it will produce. That's what it's all about, really.

Mr. Gardner: This is a good question. Perhaps this annual compensation, or periodic compensation, should be based on agricultural production potential rather than on market value.

Senator Hays: Of course, they are closely related, the market value and the production.

Mr. Gardner: Not in the immediate vicinity of the Chain Lakes.

[Traduction]

«voilà le prix du terrain». Ne croyez-vous pas que c'est une façon assez juste de faire les choses, du point de vue du gouvernement?

M. Gardner: Je pense que ce ne pourrait probablement pas être plus juste.

Vous dites qu'une indemnité adéquate atténuerait l'animosité. Dans mon cas, ce n'est pas de l'animosité que je ressens contre la société qui m'impose son pipe-line, ni contre le gouvernement; par ailleurs, nous sommes déjà la troisième génération à habiter cette terre. Tout le ranch c'est chez nous. Vous ne pouvez rien y mettre sans que j'ai l'impression que vous pénétrez dans ma maison. Ca c'est une évaluation émotionnelle. Je ne peux y attacher une valeur monétaire. Mais puisque je suis réaliste, si quelqu'un m'arrive avec un projet de pipe-line et me dit: «Nous allons vous donner tant de dollars, et nous sommes disposés, si vous préférez, à vous donner tant d'argent par année à la place», un certain montant va me venir à l'esprit et je vais dire: «Eh bien, je sais que je ne peux faire mieux que cela, et je ne puis vous convaincre d'aménager votre pipe-line ailleurs».

Lors d'une réunion de négociations à laquelle j'ai assisté, le représentant de la société finissait toujours par parler de dollars, et quelqu'un a fait l'intervention suivante: «Vous devriez vous rendre compte que les gens ici ne veulent peut-être pas d'argent, et qu'ils seraient prêts à vous payer pour que vous aménagiez votre pipe-line ailleurs». L'un de ces gros messieurs, imposants et plus âgés, très vigoureux, s'est levé, a pris son porte-monnaie et a demandé: «Combien voulez-vous?». Les représentants de la société ont été abasourdis. Ils n'avaient jamais pensé que quelqu'un pouvait vraiment leur offrir de l'argent pour arrêter leur projet. C'est probablement une situation inhabituelle. Nous venons d'une région forestière, pour ainsi dire, et tout le reste, mais...

Le sénateur Hays: Ne la rabaissez pas. Je possède des terres là-bas aussi.

M. Gardner: Oui. Vous êtes aussi un voisin. Cela s'est produit au sud plutôt qu'au Nord. Quand nous parlons de dommages-intérêts, et de ce genre de choses, et de ce qui peut faire l'objet de mesures législatives, il n'est pas question de cela, n'est-ce pas? Parce qu'on ne peut pas le mettre par écrit. Je ne sais même pas si j'ai touché à votre question. Peut-être ai-je tourné autour sans y répondre.

Le sénateur Hays: Il faut évaluer les terres du point de vue du loyer et si elles rapportent \$300 l'acre, il faudra peut-être l'évaluer en fonction de ce qu'elles produiront. Voilà toute la question, en fait.

M. Gardner: C'est une bonne question. Cette indemnité annuelle ou périodique devrait peut-être être fondée sur le potentiel de production agricole plutôt que sur la valeur du marché.

Le sénateur Hays: Évidemment, ces deux choses sont intimement reliées.

M. Gardner: Pas dans le voisinage immédiat de Chain Lakes.

[Text]

Senator Hays: Well, because it has some park possibilities, and that sort of thing.

Mr. Moulton: I would like to point out that I don't really feel they are closely related. This is one of the problems that the agricultural industry is having with governments and industry in general. One of the problems is that industry and governments tend to try to assess their market value on the agricultural production of the land, and in actual fact that has no correlation with what is actually happening.

Right now people are acquiring land as an investment. There are outside interests, such as the Germans, coming in and investing in land in our country. There are many outside factors influencing the price of agricultural land; I mean factors that have nothing to do with the production of that land. That is a problem we have, definitely.

The Chairman: Mr. Hargrave?

Mr. Hargrave, M.P.: Thank you again, Mr. Chairman. I have two brief comments only. The first is with respect to the witness's statement about the favour of the annual payments passing with the title in the event of a land sale. I must say I thoroughly support that concept. There is a relevant comment here, to compare it to the water rights on land. Whether it is privately-owned land or even crown-grazing leased land, there is no question that the water rights go with the land. You might describe it as a surface characteristic of the land in the same sense that a pipeline right-of-way is. I think that is a valid comparison that has never been questioned.

The other comment I want to make, Mr. Chairman, is with respect to the implications of this whole piece of federal legislation. Even though, technically, it applies only to the northern gas pipeline and other specifically federal pipelines, I am sure there will be precedents established for all of the many more miles of pipelines that will be built, not to mention those that are already in existence. I am sure that that precedent is already there. Deals are already being made that recognize the points that are in this bill. So it has a far wider implication for the total industry, wherever pipelines are being built, than just the narrow definition of federal pipelines, even though those are very large pipelines.

The Chairman: Thank you, Mr. Hargrave. If there are no further questions, honourable senators, I should like to thank Mr. Moulton and Mr. Gardner for appearing before us this morning. I am sure their views will be considered as we proceed with our study of the bill.

Our next meeting, honourable senators, will be Thursday morning at 9.30, when we will have before us TransCanada PipeLines, Interprovincial Pipe-Lines and the TransQuebec and Maritime Pipeline Company. I would propose that after hearing from those pipeline companies, we have a meeting in camera with the minister on Tuesday morning, March 31, at 9.30. We will adjourn until Thursday morning at 9.30. Thank you.

The committee adjourned.

[Traduction]

Le sénateur Hays: Parce qu'il est peut-être possible d'y aménager un parc, et ainsi de suite.

M. Moulton: Je tiens à dire que je ne crois pas vraiment que ces éléments soient intimement liés. C'est l'un des problèmes que l'industrie agricole éprouve dans ses affaires avec les gouvernements et l'industrie en général. L'un des problèmes tient à ce que l'industrie et les gouvernements ont tendance à établir la valeur marchande des terres en fonction de leur potentiel de production agricole, alors que cela n'a effectivement rien à voir avec la réalité.

Le monde investit dans les terres. Des étrangers, les Allemands par exemple, viennent au pays et investissent dans les terres. Il y a bien des facteurs de l'extérieur qui influent sur le prix des terres agricoles; je veux dire des facteurs qui n'ont rien à voir avec la production. C'est un problème que nous éprouvons, définitivement.

Le président: Monsieur Hargrave?

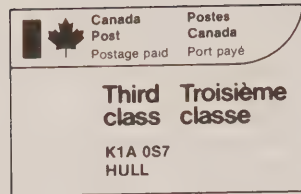
M. Hargrave, député: Merci encore une fois, monsieur le président. J'ai deux brefs commentaires à formuler. Le premier concerne la déclaration du témoin au sujet des versements annuels qui devraient passer avec les titres lors de la vente d'une propriété foncière. Je dois dire que je souscris entièrement à cette idée. Il y a un commentaire pertinent ici qui établit le rapport avec les droits de prise d'eau sur les terres. Qu'il s'agisse de terres appartenant à un particulier ou même de terres de pâturage louées de la Couronne, il n'y a pas de doute que les droits de captation d'eau viennent avec les terres. Vous pouvez dire qu'il s'agit d'une caractéristique de la surface de la terre dans le même sens que cela s'applique à l'emprise d'un pipe-line. Je pense que c'est une comparaison valable qui n'a jamais été contestée.

L'autre commentaire que je veux faire, monsieur le président, porte sur les répercussions de cette loi fédérale. Bien que, en principe, elle ne s'applique qu'aux pipe-lines du nord et aux pipe-lines spécifiquement fédéraux, je suis sûr que l'on créera des précédents pour les nombreux autres milles de pipe-lines qui seront aménagés, sans parler des pipe-lines déjà existants. Je suis convaincu que les précédents existent déjà. Des marchés sont déjà conclus sur la foi d'éléments contenus dans le projet de loi. La loi a donc une incidence beaucoup plus grande sur l'ensemble de l'industrie, peu importe où sont aménagés les pipe-lines, la portée de la loi va bien au-delà des pipe-lines fédéraux, même si ces derniers sont très gros.

Le président: Merci, monsieur Hargrave. S'il n'y a pas d'autres questions, honorables sénateurs, je voudrais remercier MM. Moulton et Gardner pour avoir comparu devant nous ce matin. Je suis sûr que nous tiendrons compte de leurs opinions dans notre étude du bill.

Notre prochaine réunion, honorables sénateurs, aura lieu jeudi matin à 9 h 30, et nous accueillerons les représentants de la TransCanada Pipelines, de l'Interprovincial Pipelines et de la TransQuebec and Maritime Pipeline Company. Je propose qu'après avoir entendu leurs témoignages, nous tenions une réunion à huis clos avec le ministre, le mardi matin 31 mars, à 9 h 30. Nous allons ajourner jusqu'à jeudi matin, 9 h 30. Merci.

La séance est levée.



If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Printing Office,
Supply and Services Canada,
45 Sacré-Coeur Boulevard,
Hull, Quebec, Canada, K1A 0S7

En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:
Imprimerie du gouvernement canadien,
Approvisionnement et Services Canada,
45, boulevard Sacré-Coeur,
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7

WITNESSES—TÉMOINS

From the Canadian Gas Association:

Mr. Gordon MacKendrick, Manager, Government and Corporations Relations;
Mr. Lou Bresolin, Manager, Operating Division.

From the Canadian Federation of Agriculture:

Mr. Glen Flaten, President;
Mr. Stan Bell, Representative of UNIFARM;
Mr. David Kirk, Executive Secretary;
Mr. François Lemieux, Counsel.

From the Alberta Surface Rights Federation:

Mr. Gordon Moulton, Secretary-treasurer;
Mr. Harvey Gardner, Director.

De l'Association canadienne du gaz:

M. Gordon MacKendrick, directeur du Service des relations avec les gouvernements et les sociétés;
M. Lou Bresolin, directeur de la division des opérations.

De la Fédération canadienne de l'agriculture:

M. Glen Flaten, président;
M. Stan Bell, représentant de la UNIFARM;
M. David Kirk, secrétaire exécutif;
M. François Lemieux, conseiller juridique.

De l'Alberta Surface Rights Federation:

M. Gordon Moulton, secrétaire-trésorier;
M. Harvey Gardner, directeur.



First Session
Thirty-second Parliament, 1980-81

SENATE OF CANADA

*Proceedings of the Special
Committee of the Senate on the*

Northern Pipeline

Chairman:
The Honourable EARL A. HASTINGS

Thursday, March 26, 1981

Issue No. 14

Third Proceedings on:

Bill C-60, intituled:
"An Act to amend the National
Energy Board Act"

WITNESSES:
(See back cover)

Première session de la
trente-deuxième législature, 1980-1981

SÉNAT DU CANADA

*Délibérations du comité
spécial du Sénat sur le*

Pipe-line du Nord

Président:
L'honorable EARL A. HASTINGS

Le jeudi 26 mars 1981

Fascicule n° 14

Troisième fascicule concernant:

Le Bill C-60, intitulé:
«Loi modifiant la Loi sur l'Office
national de l'énergie»

TÉMOINS:
(Voir à l'endos)

SPECIAL COMMITTEE OF THE SENATE
ON THE NORTHERN PIPELINE

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*
The Honourable Paul Lucier, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

| | |
|----------|------------|
| Adams | Lucier |
| Austin | Molgat |
| Balfour | Nurgitz |
| Bielish | *Perrault |
| Cottreau | Riley |
| Doody | Rowe |
| Guay | Sherwood |
| Hastings | Thériault |
| Hays | Tremblay |
| Langlois | Williams |
| | Yuzyk—(21) |

**Ex Officio Member*

(Quorum 5)

COMITÉ SPÉCIAL DU SÉNAT SUR
LE PIPE-LINE DU NORD

Président: L'honorable Earl A. Hastings
Vice-président: L'honorable Paul Lucier

Les honorables sénateurs:

| | |
|----------|------------|
| Adams | Lucier |
| Austin | Molgat |
| Balfour | Nurgitz |
| Bielish | *Perrault |
| Cottreau | Riley |
| Doody | Rowe |
| Guay | Sherwood |
| Hastings | Thériault |
| Hays | Tremblay |
| Langlois | Williams |
| | Yuzyk—(21) |

**Membre d'office*

(Quorum 5)

ORDER OF REFERENCE

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate,
Tuesday, March 17, 1981:

"Pursuant to the Order of the Day, the Senate resumed the debate on the motion of the Honourable Senator Olson, P.C., seconded by the Honourable Senator Frith, for the second reading of the Bill C-60, intituled: "An Act to amend the National Energy Board Act".

After debate, and—

The question being put on the motion, it was—
Resolved in the affirmative.

The Bill was then read the second time.

The Honourable Senator Frith moved, seconded by the Honourable Senator Perrault, P.C., that the Bill be referred to the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline.

The question being put on the motion, it was—
Resolved in the affirmative."

ORDRE DE RENVOI

Extrait des Procès-verbaux du Sénat, le mardi 17 mars
1981:

«Suivant l'Ordre du jour, le Sénat reprend le débat sur la motion de l'honorable sénateur Olson, C.P., appuyé par l'honorable sénateur Frith, tendant à la deuxième lecture du Bill C-60, intitulé: «Loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie».

Après débat,

La motion, mise aux voix, est adoptée.

Le bill est alors lu pour la deuxième fois.

L'honorable sénateur Frith propose, appuyé par l'honorable sénateur Perrault, que le bill soit déféré au Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord.

La motion, mise aux voix, est adoptée.»

Le greffier du Sénat

Robert Fortier

Clerk of the Senate

MINUTES OF PROCEEDINGS

THURSDAY, MARCH 26, 1981
(21)

[Text]

The Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline met this day, at 9:30 a.m., the Chairman, the Honourable Earl Hastings, presiding.

Members of the Committee present: The Honourable Senators Adams, Balfour, Doody, Hastings, Lucier and Thériault. (6)

In attendance: Mrs. Louise Meagher, Assistant to the Law Clerk and Parliamentary Counsel. Daniel Amireault, Administrative Assistant to the Committee.

*Witnesses:**From the TransCanada Pipelines:*

Mr. George M. Hugh, Vice-President, Engineering and Operations;

Mr. Douglas C. Calder, Senior Manager, Right-of-Way and Environmental Affairs;

Mr. Edward A. Tory, Counsel.

From the Interprovincial Pipe Line Limited:

Mr. Robert J. C. Dunsmore, Manager, Right-of-Way Department;

Mr. Richard P. Smith, Solicitor.

From the Trans Quebec & Maritimes Pipeline Inc.:

Mr. Barry W. Ritcey, Vice-President, Operations;

Mr. Marc G. Fortier, Vice-President, Legal and Regulatory Affairs;

Mr. Louis Leclerc, Legal Counsel.

The Committee resumed its consideration of Bill C-60, intituled: "An Act to amend the National Energy Board Act".

Upon Motion of the Honourable Senator Balfour, it was *Agreed* that the printing of the day-to-day proceedings of the Committee be increased to 2,500 copies only in so far as Bill C-60, intituled: "An Act to amend the National Energy Board Act" is concerned.

Upon Motion of the Honourable Senator Doody, it was *Agreed* that copy of a letter dated March 23, 1981 addressed to the Honourable Earl A. Hastings, Chairman, by Mr. Hans Maciej, Technical Director, Canadian Petroleum Association, Calgary, Alberta be printed as an appendix to today's proceedings. (For text of letter, see Appendix "14-A".)

Mr. Hugh made an opening statement.

Messrs. Calder and Tory made statements and, together with Mr. Hugh, answered questions.

The Committee proceeded to hear the representations of the Interprovincial Pipe Line Ltd.

Mr. Dunsmore made an opening statement and read a brief, and, together with Mr. Smith, answered questions.

PROCÈS-VERBAL

LE JEUDI 26 MARS 1981
(21)

[Traduction]

Le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord se réunit aujourd'hui à 9 h 30, sous la présidence de l'honorable Earl Hastings (président).

Membres du Comité présents: Les honorables sénateurs Adams, Balfour, Doody, Hastings, Lucier et Thériault. (6)

Aussi présents: M^{me} Louise Meagher, adjointe du légiste et conseiller parlementaire. Daniel Amireault, adjoint administratif du Comité.

*Témoins:**De TransCanada Pipelines:*

M. George M. Hugh, vice-président, Ingénierie et exploitation;

M. Douglas C. Calder, premier gérant, Questions foncières et écologiques;

M. Edward A. Tory, conseiller juridique.

De Pipeline Interprovincial Ltée.:

M. Robert J. C. Dunsmore, gérant, Division des questions foncières;

M. Richard P. Smith, avocat.

De Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.:

M. Barry W. Ritcey, vice-président, Exploitation;

M. Marc G. Fortier, vice-président, Affaires juridiques et réglementation;

M. Louis Leclerc, conseiller juridique.

Le Comité reprend l'étude du Bill C-60, intitulé: «Loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie».

Sur motion de l'honorable sénateur Balfour, *il est convenu* que le nombre d'exemplaires des délibérations du Comité au jour le jour ne soit porté à 2,500 que lorsque la séance porte sur le Bill C-60, intitulé: «Loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie».

Sur motion de l'honorable sénateur Doody, *il est convenu* qu'un exemplaire de la lettre du 23 mars 1981 adressée à l'honorable Earl Hastings, président, par M. Hans Maciej, directeur technique, Association pétrolière canadienne, Calgary (Alberta) soit joint aux procès-verbal et témoignages de ce jour. (Voir le texte de la lettre à l'appendice «14-A».)

M. Hugh fait une déclaration préliminaire.

MM. Calder et Tory font des déclarations puis, avec M. Hugh, répondent aux questions.

Le Comité entreprend l'audition du témoignage de L'Interprovincial Pipe Line Ltd.

M. Dunsmore fait une déclaration préliminaire et donne lecture d'un mémoire puis, avec M. Smith, répond aux questions.

The Committee heard the representations of the Trans Quebec & Maritimes Pipeline Inc.

Messrs. Fortier and Ritcey made statements and, together with Mr. Leclerc, answered questions.

At 12:05 p.m., the Committee adjourned until Tuesday, March 31st, 1981, at 10:00 a.m.

ATTEST:

Le Comité entend les témoins de Trans Quebec & Maritimes Pipeline Inc.

MM. Fortier et Ritcey font des déclarations puis, avec M. Leclerc, répondent aux questions.

A 12 h 05, le Comité suspend ses travaux jusqu'au mardi 31 mars 1981, à 10 heures.

ATTESTÉ:

Le greffier du Comité

Aline Pritchard

Clerk of the Committee

EVIDENCE

Ottawa, Thursday, March 26, 1981

[Text]

The Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline, to which was referred Bill C-60, to amend the National Energy Board Act, met this day at 9.30 a.m. to give consideration to the Bill.

Senator E. Hastings (Chairman) in the chair.

The Chairman: Honourable senators, there are two matters I should like to clear up before we start. One is the matter of printing. We have had quite a demand for copies of the proceedings and we would like to increase our printing to 2,500. Would someone so move?

Senator Balfour: I so move.

The Chairman: It is moved by Senator Balfour that the printing of the proceedings be increased to 2,500 copies. Is that agreed?

Hon. Senators: Agreed.

The Chairman: Secondly, we are distributing a letter I have received from the Canadian Petroleum Association outlining their views with respect to Bill C-60. The Canadian Petroleum Association do not wish to appear; they simply wish to put forward their views, as indicated in the letter. I would like a motion to include the letter in our proceedings, as all the other briefs have been included in our proceedings. I think this letter, which outlines their views on the bill, should be included. Would someone so move?

Senator Doody: I so move.

The Chairman: It is moved by Senator Doody that the letter from the Canadian Petroleum Association be included as part of today's proceedings. All in favour of the motion?

Hon. Senators: Agreed.

(For text of letter see Appendix p. 14A:1)

The Chairman: Honourable senators, we continue our study of Bill C-60. We have from TransCanada PipeLines Mr. George M. Hugh, Vice-President, Engineering and Operations; with him are Mr. Douglas C. Calder, Senior Manager, Right of Way and Environmental Affairs, and Mr. Edward A. Tory, counsel for the company.

Mr. Hugh, would you like to make an opening statement? After that honourable senators will discuss your views with you.

Mr. George M. Hugh, Vice-President, Engineering and Operations, TransCanada Pipelines: Thank you, Mr. Chairman. On behalf of TransCanada PipeLines I wish to thank you for giving us this opportunity to comment with respect to the proposed amendment to the National Energy Board Act, that is to say Bill C-60. I propose to direct my comments to the possible effect of Bill C-60 should it be implemented in the near future in respect to TransCanada's proposed construction program for the year 1981; that is to say, the construction that would be required to be completed by November 1 this year to

TÉMOIGNAGES

Ottawa, le jeudi 26 mars 1981

[Traduction]

Le Comité sénatorial spécial sur le pipe-line du Nord, auquel a été renvoyé le bill C-60, Loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie, se réunit aujourd'hui à 9 h 30 pour étudier ce bill.

Le sénateur E. Hastings (président) occupe le fauteuil.

Le président: Honorables sénateurs, il y a deux questions que je voudrais clarifier avant que nous commençons. La première concerne l'impression. En raison de la très forte demande d'exemplaires de nos procès-verbaux, nous voudrions en porter le nombre à 2,500. Quelqu'un voudrait-il proposer une motion en ce sens?

Le sénateur Balfour: Je le propose.

Le président: Le sénateur Balfour propose que le nombre de procès-verbaux imprimés passe à 2,500. Est-ce d'accord?

Des voix: Oui.

Le président: En second lieu, nous distribuons une lettre que m'a adressé la Canadian Petroleum Association et dans laquelle elle présente son point de vue sur le bill C-60. Elle ne souhaite pas comparaître, mais seulement faire connaître son point de vue. Je voudrais qu'une motion soit proposée pour inclure sa lettre à nos procès-verbaux, ainsi que nous l'avons fait pour tous les autres mémoires. Il me semble que ce serait une bonne chose, puisque ce document présente l'opinion de l'Association sur ce projet de loi. Quelqu'un voudrait-il proposer une motion?

Le sénateur Doody: Je le propose.

Le président: Le sénateur Doody propose que la lettre de la Canadian Petroleum Association soit incluse dans les procès-verbaux de ce jour. Tout le monde appuie la motion?

Des voix: Adopté.

(Pour le texte de la lettre voir l'Appendice p. 14A:1)

Le président: Honorables sénateurs, nous poursuivons notre étude du bill C-60. De la TransCanada PipeLines, nous avons M. George M. Hugh, vice-président des questions techniques et des opérations. Il est accompagné de M. Douglas C. Calder, directeur principal, Questions des emprises et de l'environnement, et M. Edward A. Tory, conseiller juridique de la compagnie.

Monsieur Hugh, voudriez-vous faire une déclaration préliminaire? Les honorables sénateurs pourront ensuite vous poser des questions.

M. George M. Hugh, vice-président, questions techniques et opérations, TransCanada Pipelines: Je vous remercie, monsieur le président. Au nom de la TransCanada PipeLines, je voudrais vous remercier de nous donner la possibilité de faire des observations au sujet du projet de modification de la Loi sur l'Office national de l'énergie, c'est-à-dire du bill C-60. Je me propose de parler des répercussions que pourrait avoir ce projet de loi, s'il était adopté dans un proche avenir, sur le programme de construction qu'envisage la TransCanada PipeLines pour l'année 1981; il s'agit de constructions qu'il faut

[Text]

enable TransCanada to meet its contractual obligations to serve the Canadian market at that time.

I will ask Mr. Calder, who is our Senior Manager, Right of Way and Environmental Affairs, to give you a brief historical sketch as to TransCanada's acquisition of easement and other rights with respect to its pipeline construction. I will then ask Mr. Tory to discuss with you proposed wording changes which we believe might assist us to clarify provisions in the proposed amendment which we believe require clarification. Mr. Tory is a lawyer with the Campbell, Godfrey & Lewtas firm in Toronto, who have been counsel to TransCanada for many years on land acquisition in Ontario. Mr. Tory will also be here to answer questions with respect to legal matters.

TransCanada's proposed 1981 construction program is to add some 357 kilometres, or 220 plus miles, of pipeline to its main system in the provinces of Saskatchewan, Manitoba, Ontario and Quebec. It also includes installation of compression facilities at a number of existing compressor stations. If approved by the National Energy Board, this would involve additional facilities costing approximately \$300 million.

TransCanada filed its facilities application with the National Energy Board in December of 1980, and yesterday the board issued a hearing order which sets May 12, 1981, as the commencement date for the hearing.

I thought it was appropriate to give you an outline of the timing involved in the hearing process and release of the decision affecting the construction of the proposed facilities. In doing so, I checked the timing element in respect to our 1980 facilities application before the National Energy Board. The facilities requested for approval, and approved, last year were slightly more than the facilities proposed in the 1981 construction program. However, it is interesting to note that the time for the hearing in respect to our 1980 facilities was two weeks. The decision resulting from the hearing approving the facilities was rendered by the National Energy Board in just under three months following the close of the hearing.

As I mentioned earlier, the National Energy Board hearing for our 1981 facilities is slated to commence May 12. Assuming that the hearing were to finish by the end of May, it is not unreasonable to assume that a decision by the board might not be issued until mid-August of this year. Should my estimate of the time schedule as to the hearing process be correct, and were Bill C-60 to be enacted and effective prior to the decision of the National Energy Board, then it would mean that a minimum 30-day period after such decision and from the date of filing the plan, profile and book of reference material would have to pass before any step could be taken to approve the pipeline route selection as contemplated by Bill C-60. This would take us to mid-September.

However, if a written statement from an integrated landowner, as provided for in Bill C-60, were received by the board upon which the board were to decide that a hearing is to be held, a further period, probably at least a month, would be

[Traduction]

drait achever au plus tard le 1^{er} novembre de cette année pour que la compagnie puisse honorer ses engagements contractuels afin d'approvisionner à cette date le marché canadien.

Je demanderai à M. Calder, notre directeur principal pour les questions d'emprise et d'environnement, de vous présenter un bref historique de l'acquisition par la TransCanada des servitudes et autres droits nécessaires à la construction de son pipe-line. Je demanderai ensuite à M. Tory de discuter avec vous de changements de forme qui seraient utiles selon nous, pour préciser certaines des modifications proposées. M. Tory est avocat du cabinet Campbell, Godfrey & Lewtas de Toronto, et depuis bien des années il est conseiller juridique de la TransCanada pour l'acquisition de terres en Ontario. M. Tory sera aussi parmi nous pour répondre à des questions portant sur des problèmes juridiques.

Dans son programme de construction pour 1981, la TransCanada se propose d'ajouter quelque 357 kilomètres, soit un peu plus de 220 milles de pipe-line, à son principal réseau en Saskatchewan, au Manitoba, en Ontario et au Québec. Elle prévoit aussi l'installation de dispositifs de compression dans des stations de compression qui existent déjà. Sous réserve de l'approbation de l'Office national de l'énergie, ces installations supplémentaires coûteraient environ \$300 millions.

La *TransCanada* a envoyé en 1980 sa demande de construction des installations à l'Office national de l'énergie qui a rendu hier une ordonnance fixant au 12 mai 1981 le début des audiences.

Il m'a semblé utile de vous préciser les délais qu'impliquent les procédures d'audience et ceux qu'exigent les décisions à prendre au sujet de la construction des installations projetées. Ce faisant, j'ai vérifié les délais prévus en 1980 lorsque nous avions fait des demandes auprès de l'Office national de l'énergie pour faire approuver la construction des installations. Celles qui devaient être approuvées, et qui l'ont été l'an dernier, étaient d'envergure légèrement plus grands que celles que nous proposons cette année dans notre programme de construction. Cependant, il est intéressant de souligner qu'en 1980, la durée des audiences tenues au sujet des installations était de deux semaines. La décision découlant de celles où les installations avaient été approuvées avait été signifiée par l'Office national de l'énergie exactement moins de trois mois après la fin de l'audience.

Comme je l'ai déjà dit, cette année, les audiences tenues par l'Office au sujet de nos travaux de construction de cette année doivent commencer le 12 mai. En supposant que les procédures se terminent à la fin mai, il n'est pas déraisonnable de supposer que l'Office pourrait ne pas avoir pris de décision avant la mi-août de cette année. En admettant que la durée que je prévois soit exacte et que le bill C-60 soit adoptée et entre en vigueur avant la décision de l'Office national de l'énergie, cela signifierait qu'un minimum de 30 jours après cette décision, et à partir de la date du dépôt des plans, profil et livre de renvoi, devront s'écouler avant qu'aucune mesure ne puisse être prise pour approuver le tracé proposé du pipe-line comme l'envisage le bill C-60. Cela nous mènerait à la mi-septembre.

Cependant, si comme le prévoit le bill C-60, l'Office recevait une déclaration écrite émanant d'un propriétaire, à la suite de quoi il devra décider de tenir une audience, il faudrait alors ajouter un autre délai, probablement d'un mois au moins,

[Text]

added before a decision as to the route selection was made and commencement of construction could begin. This would take us to at least mid-October. Evidently, at this late date it would not afford us sufficient time to complete the construction of all of our facilities in order to meet our commitments for the upcoming contract year.

May I make this one suggestion? I note that the concluding paragraph of Bill C-60 provides that the amended act shall come into force on a day to be fixed by proclamation. My suggestion would be that in reporting this bill to the minister the proclamation date be recommended to be January 1, 1982.

While addressing the question of timing and its possible effect on TransCanada's 1981 construction, I would like to give you TransCanada's undertaking that even if the act were to come into effect prior to the date that TransCanada will have acquired all of the new land rights for its 1981 construction which could be affected by such enactment, or even if all such land rights have been acquired, TransCanada would be prepared to go back to those landowners who had granted such rights to TransCanada and offer them an agreement in which would be included all of the matters referred to in section 74(2)(a) to (e) inclusive.

I should also point out that included in TransCanada proposed 1981 construction program are facilities that will be required for deliveries of gas to take place east of Montreal by November 1, 1981. I would now ask Mr. Calder to address you with respect to acquisition of land rights.

The Chairman: When you say east of Montreal by November 1, 1981, do you mean Sherbrooke to Quebec?

Mr. Hugh: No. I was referring to the proposed facilities by TQMP (Trans Quebec & Maritimes Pipeline Inc.) which are going to Boisbriand from Montreal, round the north of Montreal to Boisbriand.

Mr. Douglas C. Calder, Senior Manager, Right of Way and Environmental Affairs, TransCanada Pipelines: Honourable senators, I would first like to give a summary of TransCanada's rights of way and fee lands, as it has a bearing on the recommendations we would like to put forward. The rights of way for TransCanada's pipeline system comprises 2,470 miles in length and occupies an area covering approximately 40,000 acres. The company also owns fee land, owns outright some 250 parcels covering 3,500 acres, which are used for, among other things, compressor stations and meter stations.

Approximately two-thirds of the company's system is on privately owned lands and one-third on crown lands. The privately owned land is held by about 6,000 landowners. In a large number of cases the company has gone back to the same landowner to acquire a second right of way in order to install additional facilities. For example, between the Alberta border and Winnipeg the company has two rights of way traversing

[Traduction]

avant qu'une décision ne soit prise au sujet du tracé choisi et que les travaux de construction puissent commencer. Cela nous mènerait au moins à la mi-octobre. Évidemment, une date aussi tardive ne nous donnerait pas suffisamment de temps pour terminer la construction de toutes nos installations et nous permettre d'honorer les engagements que prévoit notre contrat pour l'année prochaine.

Puise-je faire une suggestion? Je constate que le dernier paragraphe du bill C-60 prévoit que la loi modifiée entrera en vigueur à une date fixée par proclamation. Je proposerais que dans le rapport qui sera fait au ministre au sujet de ce projet de loi, on recommande que la date de proclamation soit le 1^{er} janvier 1982.

A propos de la question des délais et de leur répercussion possible sur le programme de construction de la *TransCanada* pour 1981, permettez-moi de vous dire que notre compagnie s'engage, même si la loi devait entrer en vigueur avant la date d'acquisition de tous les droits sur les nouvelles terres nécessaires à son programme de construction de 1981, qui pourraient être touchés par l'adoption de ce projet de loi, ou même si tous ces droits sur les terres avaient été acquis, elle serait disposée à revoir les propriétaires qui lui auraient accordé ces droits pour leur proposer un accord dans lequel pourraient être incluses toutes les questions prévues aux alinéas 74(2)(a) à (e) inclusivement.

Je voudrais aussi signaler que le programme de construction que se propose la TransCanada pour 1981 prévoit des installations qui lui seront nécessaires pour acheminer du gaz naturel à l'est de Montréal d'ici au premier novembre 1981. Je voudrais maintenant demander à M. Calder de vous parler de l'acquisition des droits sur les terres.

Le président: Quand vous parlez de ce qui se fera à l'est de Montréal d'ici au 1^{er} novembre 1981, voulez-vous dire entre Sherbrooke et Québec?

M. Hugh: Non, je faisais allusion aux installations proposées par la TQMP (TransQuebec & Maritimes Pipeline Inc.) allant de Montréal à Boisbriand, du nord de Montréal à Boisbriand.

M. Douglas C. Calder, directeur principal, questions relatives aux emprises et à l'environnement, TransCanada Pipelines: Honorables sénateurs, je voudrais d'abord donner un résumé des emprises et des terres pour lesquelles un droit a été versé, puisque c'est important pour les recommandations que nous voudrions présenter. Les emprises pour le réseau de pipe-line de la TransCanada s'étendent sur 2,470 milles et elles couvrent une superficie d'environ 40 milles acres. La compagnie possède aussi des terres qu'elle a achetées et elle détient environ 250 lots couvrant 3,500 acres et utilisées entre autres pour des stations de compression et de comptage.

Environ les deux tiers du réseau de la compagnie sont situés sur des terres appartenant à des particuliers, l'autre tiers étant installé sur des terres de la Couronne. Les terres de la première catégorie appartiennent à 6,000 propriétaires. Dans un grand nombre de cas, la compagnie s'est adressée à ces derniers pour acquérir une deuxième emprise où construire des installations supplémentaires. Par exemple, entre la frontière de l'Alberta et

[Text]

the lands of about 1,200 owners and operates four parallel pipelines for that entire distance. Between Winnipeg and Toronto the company operates two parallel pipelines for the entire distance, traversing the lands of approximately 2,000 owners. Between Niagara and Montreal the company's system traverses the lands of some 2,800 owners.

Virtually all of the company's right of way, both for original and subsequent construction, has been acquired by privately negotiated agreements. It has been necessary to commence expropriation proceedings in respect of land held by 65 owners, about one per cent of the total. Of that number, only six have actually proceeded to arbitration; less than one-tenth of one per cent of the total. We have had no expropriation proceedings at all commenced in the last fifteen years, during which period over 50 per cent of our land has been acquired.

One of the reasons that we have been able to negotiate our way is that we have been able to do advance optioning, several months or more ahead of construction. This gives both the landowners and the company plenty of time to work out agreements. We are consequently glad to see that Bill C-60 seems to provide for prior negotiation to continue, although there are a few words in one section that might cast some doubt on that right, and Mr. Tory will speak to that.

Another aspect of our right of way acquisition that I would like to discuss briefly is the almost mandatory requirement of a hearing on the plan, profile and book of reference. In our experience, if a landowner approaches the board on a matter of route location or construction conditions—and this happens—where the company and the owner have not been able to reach agreement the board is very frequently able to resolve the matter informally. We think this is a good thing that should continue. While Bill C-60 deals with this in part, we suggest that the board's discretion be broadened, and Mr. Tory will suggest an amendment on this point.

Coming now to TransCanada's 1981 facilities construction program, there are some loop sections where substantial new right of way is required and is now being optioned. Altogether there is a total of 108 properties involved. Even though we expect to option it all, the requirements under the proposed amendments to section 29, whereby an objection by, say, a neighbouring landowner can make a hearing necessary might cause delays whereby we would be unable to build certain of the loop sections in 1981 as presently scheduled, and in that event we would not be able to meet our Canadian market requirements.

In conclusion, I should like to offer three comments of a general nature on Bill C-60 as it affects right of way acquisition and the people who work on it. First, it is indeed a welcome simplification to have the procedure for route selection, right of way acquisition and settlement of compensation all in the one act. At times in the past it has been confusing to have to refer landowners to another act, the Railway Act,

[Traduction]

Winnipeg, elle a deux emprises traversant les terres d'environ 1,200 propriétaires et elle exploite quatre pipe-lines parallèles sur toute cette distance. Entre Winnipeg et Toronto, la compagnie exploite deux pipe-lines parallèles sur toute la distance, traversant les terres d'environ 2,000 propriétaires. Entre Niagara et Montréal, son réseau traverse des terres de quelque 2,800 propriétaires.

Pratiquement toutes les emprises de la compagnie, pour les constructions initiales et pour les travaux ultérieurs ont été acquises grâce à des accords négociés en privé. Il a fallu entamer des procédures d'expropriation pour des terres détenues par 65 propriétaires, soit environ 1 p. 100 du total. Sur ce nombre, six seulement ont demandé des procédures d'arbitrage; cela correspond à moins d'un dixième de 1 p. 100 du total. Aucune procédure d'expropriation n'a été entamée depuis les quinze années au cours desquelles nous avons fait l'acquisition de plus de la moitié de nos terres.

Nous avons pu négocier notamment parce que nous avons été en mesure de proposer des options à l'avance, plusieurs mois sinon plus avant la construction. De la sorte, les propriétaires et la compagnie disposent de beaucoup de temps pour négocier des accords. Nous sommes donc très heureux de constater que le bill C-60 semble prévoir le maintien des négociations préalables à l'acquisition, bien que dans un article, plusieurs termes puissent faire peser un certain doute sur ce droit, et M. Tory en parlera.

Un autre aspect dont je voudrais brièvement discuter au sujet de notre acquisition de l'emprise est la condition presque obligatoire qui est posée de tenir une audience au sujet des plans, du profil et du livre de renvoi. D'après notre expérience, si un propriétaire s'adresse à l'Office à propos d'une question concernant le tracé ou les conditions de construction, et cela arrive, lorsqu'il n'a pas réussi à s'entendre avec la compagnie, l'Office est très souvent en mesure de résoudre le problème à l'amiable. Cela nous paraît une bonne chose qu'il faudrait maintenir. Il est vrai que le bill C-60 traite en partie de cet aspect, mais nous proposons d'élargir la discrétion de l'Office et M. Tory recommandera une modification à cet égard.

A propos maintenant du programme de construction des installations de la *Trans Canada* pour 1981, pour certaines sections en boucle un grand nombre de nouvelles emprises sont nécessaires et des options sont actuellement proposées. Au total, cela concerne 108 propriétés. Nous espérons présenter des options dans tous les cas, mais aux termes des modifications proposées à l'article 29, dans lequel l'opposition d'un propriétaire peut imposer la tenue d'une audience, nous craignons que les retards que cela entraînerait ne nous empêchent de construire certaines sections en boucles en 1981, selon l'échéancier prévu, ce qui ne nous permettrait pas de répondre aux besoins du marché canadien.

En conclusion, je voudrais faire trois remarques générales sur la façon dont le bill C-60 modifie l'acquisition de l'emprise et touche ceux qui y travaillent. Tout d'abord, nous approuvons la simplification apportée en traitant dans une même loi la procédure de sélection du tracé, l'acquisition de l'emprise et le règlement des indemnités. Autrefois, il était gênant de devoir renvoyer les propriétaires à la Loi sur les chemins de fer

[Text]

when they ask to have the procedure described to them, so that is a good thing.

Secondly, having the procedure written in a more detailed manner, but still in simple language, is helpful, because this becomes a manual for the landowners, and for ourselves who are in the business of acquiring land.

The third and final comment is that, having the arbitration procedure available for damage settlement should be beneficial to both the owner and the company. Any disputes that we have in our work are mainly in the field of damage settlement, so having the arbitration procedure available is a good thing.

Mr. Hugh: I shall now ask Mr. Tory to speak to several specific amendments that we respectfully put forward.

Mr. Edward A. Tory, Counsel, TransCanada Pipelines: Mr. Chairman, honourable senators, these are put forward in the order in which they appear in Bill C-60. The first suggestion, which has been referred to by Mr. Calder, is to grant the board a greater discretion to decide against holding a hearing, as for example where an objection is taken in good faith and therefore does not meet the present qualifications, but the subject matter has already been extensively covered in some other hearing. I suggest that if that is deemed a suitable amendment, it would be achieved by adding at the end of subsection 29.2(5), "or for such other reason as the Board may deem appropriate."

The second suggestion, also referred to by Mr. Calder, is that at the end of subsection 29.3(1), dealing with the purpose of the hearing, the words "of acquiring lands and" be deleted from the end of the subsection. It might be inferred from these words that no interests in lands may be acquired before the approval of the Plan, Profile and Book of Reference. It is our interpretation that there should be freedom of contract between the company and the landowners subject only to the provisions of section 74 and delivery of the notice under subsection 75(1).

The third item, which is a clarification, is that the term "lands" is now defined in the act to include interests in lands such as easements, but there may be some confusion in paragraph 75(1)(a) between the description of the boundaries of the lands to be taken and the interest, which in most cases will be an easement. It is therefore suggested that we might add after the word "owner" the clause, "including the nature of the interest therein".

There is a similar suggestion on the right of entry proceedings. Any order granted there would constitute the actual instrument by which the land interest passes. We suggest that it would be desirable that the land and the interest be clearly specified in the notice, even though it will already have been the subject of an earlier notice, which is a separate proceeding. We suggest we could add a clarifying paragraph as 75.26(2)(e) as follows:

(e) a description of the lands, including the nature of the interest therein, in respect of which such application is to be made.

[Traduction]

lorsqu'ils demandaient une description de la procédure; c'est donc là une amélioration très utile.

En second lieu, il est utile que la procédure soit rédigée de façon plus détaillée et en termes simples, car les propriétaires peuvent s'y référer et nous aussi, qui devons faire l'acquisition des terrains.

La troisième et dernière remarque est que la procédure d'arbitrage prévue pour régler les dommages subis devant être à l'avantage du propriétaire et de la compagnie. Tous les conflits qui se présentent dans nos activités concernent principalement le règlement des dommages, et il est donc utile qu'une procédure d'arbitrage existe.

M. Hugh: Je vais maintenant demander à M. Tory de parler de plusieurs modifications précises que nous proposons respectueusement.

M. Edward A. Tory, conseiller juridique, TransCanada Pipelines: Monsieur le président, honorables sénateurs, l'ordre de ces modifications est le même que les dispositions correspondantes du bill C-60. La première proposition, qu'a mentionnée M. Calder, est d'accorder à l'Office une plus grande discrétion pour rejeter une audience, comme dans le cas où une objection est présentée de bonne foi sans répondre de ce fait aux conditions requises actuelles, lorsque la question a déjà été longuement traitée dans une autre audience. Si cette modification était acceptable, il faudrait ajouter à la fin du paragraphe 29.2(5), «ou pour toute autre raison que l'Office peut juger valable.»

La deuxième proposition, qu'a aussi mentionnée M. Calder, est qu'à la fin du paragraphe 29.3(1), qui traite de l'objet de l'audience, les termes «l'acquisition des terrains et» soient supprimés de la fin du paragraphe. Ils pourraient être interprétés comme signifiant qu'aucun intérêt dans les terrains ne peut être acquis avant l'approbation du plan, du profil et du livre de renvoi. Nous estimons que l'entente entre la compagnie et les propriétaires doit se faire librement, sous la seule réserve des dispositions de l'article 74 et de l'avis signifié aux propriétaires en vertu du paragraphe 75(1).

La troisième remarque, qui est une simple précision, est que le terme «terrains» est actuellement défini dans la loi de façon à inclure les intérêts détenus dans des terrains comme les servitudes; à l'alinéa 75(1)a) il peut y avoir confusion entre la description des limites des terrains à acquérir et l'intérêt, qui est une servitude dans la plupart des cas. Nous proposons donc d'ajouter après le terme «propriétaire» l'expression «y compris la nature de l'intérêt qu'il y possède».

Nous faisons la même suggestion à propos des procédures concernant le droit d'accès. Toute ordonnance accordée à cet égard constituerait le véritable document représentant les intérêts fonciers. Nous estimons qu'il serait souhaitable que les terrains et les intérêts à leur égard soient clairement précisés dans l'avis, même si cela a fait l'objet d'un avis antérieur, ce qui constitue une procédure distincte. Pour plus de précision, nous recommandons d'ajouter l'alinéa 75.26(2)(e) qui suit:

e) une description des terrains, y compris la nature de l'intérêt à leur égard, à propos desquels la demande doit être faite.

[Text]

Mr. Hugh: In summary, Mr. Chairman, TransCanada PipeLines supports the proposed amendment to the National Energy Board Act through Bill C-60 to have route selection, right of way acquisition and damage settlement all within the one act. We have suggested four clarifying amendments and to have the proclamation dated January 1, 1982.

Senator Balfour: Mr. Hugh, can we take it from your remarks this morning that TransCanada is content to live with the five-year renegotiation obligation contained in the act?

Mr. Hugh: With respect to damages?

Senator Balfour: Yes. As I understand the effect of the act, you are obliged to go back at five-year intervals, assuming the original contract called for an annual payment, and renegotiate the quantum of that payment.

Mr. Hugh: Yes, we would be willing to live with that section of the act.

Senator Balfour: Have you made any internal studies with respect to what the approximate cost to TransCanada would be to discharge this obligation?

Mr. Hugh: No, sir. From our experience, with most landowners that we have negotiated with in the past and satisfactorily concluded the negotiations there have been lump sum payments. In our opinion, we still believe that to a large extent in the future landowners will still accept lump sum payments, though it is very difficult to get specific cost figures as to what would happen if we had annual rentals and had to review them in five years.

Senator Balfour: In other words, are you saying that because you anticipate that the great majority of your contracts will be for lump sum payment you are not really too concerned about the other aspect?

Mr. Hugh: We believe that a considerable proportion of future land acquisitions will still be for lump sum payments. Mr. Calder, do you agree with that?

Mr. Calder: This would be our feeling, based on the reaction we have had to date in the field, that the vast majority of landowners would elect for the lump sum payment. It is also based to some extent on the experience of Ontario Hydro, who have given this option for a few years now.

Senator Balfour: In the event that your suggestion with respect to the proclamation date of the legislation is not accepted and, as a result of regulatory obstacles, you are unable to have the pipeline extension on-stream for the 1981-82 winter period, what will the effect of that be from the consumer's standpoint?

Mr. Hugh: The main effect will be in planned expansion of the pipeline system. That would be where the greatest effect would be felt. Later, I understand TQMP will be addressing this subject, and maybe they will be able to supply more specific information. If they could not proceed with their construction in the province of Quebec, we would be concerned in TransCanada about building facilities on the system be-

[Traduction]

M. Hugh: En résumé, monsieur le président, la *TransCanada PipeLines* est en faveur de la modification proposée à la Loi sur l'Office national de l'énergie par le bill C-60 qui regroupe le choix du tracé, l'acquisition de l'emprise et le règlement des dommages. Nous avons proposé quatre modifications pour fin de clarification et que la date de la proclamation soit fixée au 1^{er} janvier 1982.

Le sénateur Balfour: Monsieur Hugh, pouvons-nous penser d'après vos remarques de ce matin, que la TransCanada est satisfaite de l'obligation de renégocier après cinq ans comme le prévoit la loi?

M. Hugh: Au sujet des dommages?

Le sénateur Balfour: Oui. D'après mon interprétation des répercussions de la loi, il faut revoir le contrat après cinq ans, en supposant que le premier prévoyait un versement annuel, pour renégocier le montant de ce dernier.

M. Hugh: Oui, nous sommes disposés à maintenir cette partie de la loi.

Le sénateur Balfour: Votre compagnie a-t-elle fait des études pour déterminer combien lui coûte approximativement cette obligation?

M. Hugh: Non, monsieur. Dans le cas de la plupart des propriétaires avec lesquels nous avons négocié jusqu'ici et conclu des négociations, nous avons fait un versement unique. Nous pensons qu'il en sera encore largement ainsi bien qu'il soit très difficile d'avoir des chiffres très précis sur les coûts pour savoir ce qui se passerait avec des locations annuelles à revoir après cinq ans.

Le sénateur Balfour: En d'autres termes, voulez-vous dire que du moment où vous prévoyez que la grande majorité de vos contrats fixeront des versements uniques, vous n'êtes pas vraiment préoccupés par l'autre question?

M. Hugh: Nous pensons qu'à l'avenir une proportion considérable des acquisitions de terrains se fera encore au moyen de versements uniques. Monsieur Calder, êtes-vous d'accord là-dessus?

M. Calder: C'est notre impression, d'après ce que nous avons pu voir jusqu'à présent, puisque la grande majorité des propriétaires choisissent un versement unique. C'est aussi ce qu'a constaté l'Hydro-Ontario qui accorde cette option depuis quelques années maintenant.

Le sénateur Balfour: Au cas où votre proposition concernant la date de proclamation de la loi ne serait pas acceptée, et que par suite d'obstacles découlant de la réglementation, vous ne puissiez mettre en service l'extension du pipe-line pour l'hiver 1981-1982, quelles en seraient les répercussions pour le consommateur?

M. Hugh: L'effet se fera surtout sentir à l'égard du projet d'expansion du pipe-line. Il paraît que la TQMP s'occupera plus tard de ce problème et sera peut-être alors en mesure de nous fournir des renseignements plus précis. Si cette société ne pouvait procéder à la construire du tronçon au Québec, nous nous occuperions à TransCanada de construire les installations entre Toronto et Montréal. C'est ce tronçon pour le quel il

[Text]

tween Toronto and Montreal. The section in there, where we have to acquire new easements, concerns us the greatest.

Senator Balfour: I take it the principal effect of the extension of the natural gas pipeline to service this market, from the perspective of the national interest, would be to displace energy supplies, which would have to be expensive imports of crude oil. Would that be correct?

Mr. Hugh: That is correct. I am not an expert on the Gaz Métropolitain distribution system, but if the new supplies of natural gas are not available to Gaz Métropolitain heavy fuel oil would be used. Again this might be a question more appropriately asked of TQMP.

The Chairman: When you say it is going to affect your schedule of hearings, will this not be a recurring problem to you in 1982?

Mr. Hugh: No. When you know the time delays are going to be built in you can plan ahead to take that into account. The biggest concern about Bill C-60 this year, and also in the future, is that it adds additional delay, and we will have to have an advance plan of work to make sure we can complete our construction programs. This year it is definitely critical.

Senator Lucier: What size pipe are we dealing with here, and what would be the width of the right of way?

Mr. Hugh: We are building a pipeline all the way from the Alberta-Saskatchewan border to Montreal and there are various sizes. Out west it is 48-inch diameter pipeline, in northern Ontario it is a 42-inch diameter pipeline and between Toronto and Montreal it is a 36-inch diameter pipeline. There is also some 20-inch diameter pipeline in the province of Quebec. Mr. Calder could comment on the right of way.

Mr. Calder: The width of the right of way across the prairies from Winnipeg varies. The first one is a 65-foot width, the second one is a 90-foot width. Across northern Ontario, we have two rights of way for approximately two-thirds of the distance from Winnipeg to Toronto; the first right of way is 65 feet and the second right of way is 90 feet to 140 feet. The reason for what might appear an excessive width is because of the rock and muskeg conditions. Between Niagara, Toronto and Montreal it is pretty uniform, a 60-foot width.

Senator Lucier: Mr. Calder, you were telling us about the few cases that went to arbitration in the last fifteen years, and I think you said only six actually proceeded to the arbitration stage. Have they been dealt with?

Mr. Calder: Yes. Those cases are from the beginning of the company's operation in the early fifties, so they would have been concluded some time ago.

Senator Lucier: What would it cost if an average farmer was not pleased with what he was getting and he decided to go to arbitration, how long would it take for him to arrive at a settlement and what would be his chances of winning? I know you can't give me specifics. I am talking ball park.

[Traduction]

nous faut obtenir de nouvelles servitudes qui nous préoccupent le plus.

Le sénateur Balfour: Du point de vue de l'intérêt national, la prolongation du pipe-line de gaz naturel en vue de desservir ce marché aurait surtout pour effet de déplacer des approvisionnements énergétiques, ce qui obligerait alors à se tourner vers des importations coûteuses de pétrole brut. Est-ce exact?

M. Hugh: Oui, monsieur. Je ne connais pas le système de distribution de Gaz Métropolitain, mais si de nouvelles sources d'approvisionnement de gaz naturel ne peuvent être mises à sa disposition, cette dernière utiliserait alors du pétrole lourd. Une fois de plus la question devrait être posée à la TQMP.

Le président: Lorsque vous dites que cela influera sur le calendrier de vos audiences, ce problème ne se présentera-t-il pas de nouveau en 1982?

M. Hugh: Non. Lorsque vous savez que des délais sont impartis, vous pouvez alors planifier de manière à en tenir compte. La plus grande préoccupation à l'égard du bill C-60 cette année, et également pour l'avenir, c'est qu'il ajoute un nouveau délai et qu'il nous faudra planifier d'avance nos travaux si nous voulons assurer l'exécution de nos programmes de construction. Cette année est manifestement cruciale.

Le sénateur Lucier: Quelle serait la dimension de la canalisation dans ce cas-ci et quelle serait la largeur de l'emprise?

M. Hugh: Nous construisons un pipe-line de dimensions variables à partir de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan jusqu'à Montréal. Dans l'Ouest, la canalisation a 48 pouces de diamètre; dans le nord de l'Ontario, elle est de 42 pouces alors qu'entre Montréal et Toronto, nous avons affaire à une canalisation de 36 pouces. Il arrive même qu'au Québec une certaine partie de la canalisation n'ait que 20 pouces. M. Calder pourrait faire quelques observations sur l'emprise.

M. Calder: La largeur de l'emprise varie également pour la canalisation qui traverse les Prairies à partir de Winnipeg. Au départ, elle est de 65 pieds alors que plus loin, elle atteint 90 pieds. Dans le nord de l'Ontario, il existe deux largeurs d'emprise sur presque les deux tiers de la distance entre Winnipeg et Toronto; dans le premier cas, elle est de 25 pieds et, dans le deuxième, elle peut varier entre 90 et 140 pieds. Si cette largeur peut sembler excessive, c'est parce que le terrain est rocaillieux et marécageux. Entre Niagara, Toronto et Montréal, la largeur de l'emprise est assez uniforme; elle est de 60 pieds.

Le sénateur Lucier: Monsieur Calder, vous nous avez parlé de quelques cas d'arbitrage au cours des quinze dernières années, et je crois que vous avez dit que seuls six d'entre eux sont en fait parvenus à ce stade. Ces cas ont-ils été réglés?

M. Calder: Oui. Ces cas datent du début des années 50 alors que la société en était à ses débuts; ils ont dû être réglés il y a quelque temps.

Le sénateur Lucier: Qu'en coûterait-il si un exploitant agricole moyen n'était pas satisfait de ce qu'il obtenait et décidait de recourir à l'arbitrage, combien de temps lui faudrait-il pour obtenir un règlement et quelles seraient ses chances de gagner?

[Text]

Mr. Calder: Under the present act, the Railway Act, most of the arbitrations took place after construction was completed. There was a practical reason for this. We knew what the damages were. It could be a year after construction, maybe even two years after, that the arbitration took place. The arbitration hearing itself would take anywhere from a day to four days.

Senator Lucier: I wasn't concerned about the hearing. I think the impression given by your statement is that you have always been able to negotiate just because everybody thought they were getting a good deal. I think the reality of the situation is that they didn't have a prayer, so that is why most of them agreed; they really did not have a chance under the Railway Act. I would think it would be just about impossible for the average landowner to say no, wouldn't it?

Mr. Calder: I don't know that I would agree with that.

Senator Lucier: When you start negotiating a right of way with the average farmer you are dealing with, what kind of money are we talking about? I know you cannot be specific about this, but just ball park.

Mr. Calder: At the present time, on the prairies you are probably looking at \$500 or \$600 an acre; southern Ontario, \$1,000 an acre; northern Ontario, probably \$400 or \$500 an acre, which might be a little high, maybe \$300 an acre. On the prairies you would have on the average at least four acres of right of way, and you can have as much as twelve. Ten acres of right of way at an acre is \$5,000 for the easement, for the land rights.

Senator Lucier: That is not exactly the kind of thing a man would go to court to try to fight. By the time he finished paying lawyers, court costs and any of the other expenses he may incur, the difference between what you are offering and what he thinks it is worth is not \$5,000.

Mr. Calder: There are damages on top of that, which in the prairies can be \$300, \$400 or \$500 an acre, so we are up to \$8,000 or \$10,000. If he does go to arbitration, costs are at the discretion of the judge, and there is always a strong tendency to allow him costs.

Senator Lucier: The point I am making is that if you come round and offer me \$6,000 and I think I should be getting \$7,500, my chances of getting into a real argument with you for the \$1,500 are not very good. What I am saying is that under the present legislation I am not likely to take you on under the Railway Act for \$1,500.

Mr. Calder: I agree with that. The procedures proposed here are better.

[Traduction]

Je sais que vous ne pouvez me donner de chiffres précis, je veux tout simplement des chiffres approximatifs.

M. Calder: Aux termes de la loi actuelle, la Loi sur les chemins de fer, la plupart des demandes d'arbitrage ont été faites une fois la construction terminée. Il y avait à cela une raison pratique. Nous savions quels dommages avaient été causés. Il pouvait alors se passer un an, peut-être même deux ans, avant que le différend ne soit soumis à l'arbitrage. Quant à l'audition de la cause, elle pouvait prendre aussi bien un jour que quatre jours.

Le sénateur Lucier: Ce n'est pas l'audition qui me préoccupe. Je crois qu'en parlant ainsi vous donnez l'impression que vous avez toujours pu négocier simplement parce que tout le monde croyait faire là une bonne affaire. Je crois qu'en réalité, comme personne n'avait plus rien à implorer, il ne restait plus à la plupart qu'à accepter l'offre; ils n'avaient vraiment aucune chance aux termes de la Loi sur les chemins de fer. J'ai l'impression qu'il a été tout simplement impossible pour le propriétaire de terrains moyen de dire non. N'ai-je pas raison?

M. Calder: Je ne sais pas si je serais d'accord avec vous sur ce point.

Le sénateur Lucier: Lorsque vous commencez à négocier une emprise avec un exploitant agricole moyen, de quels chiffres s'agit-il? Je sais que vous ne pouvez me donner de chiffres précis, mais donnez-moi tout de même une approximation.

M. Calder: A l'heure actuelle, dans les Prairies il s'agit probablement de \$500 ou de \$600 l'acre et dans le sud de l'Ontario, de \$1,000. Quant au nord de l'Ontario, il s'agit probablement de \$400 ou \$500 l'acre, ce qui est peut-être un peu élevé, disons \$300 l'acre. Dans les Prairies, vous auriez en moyenne au moins quatre acres d'emprise et cela pourrait bien aller jusqu'à douze. Dix acres d'emprise à \$500 l'acre donnent \$5,000 de servitude, de droits d'accès.

Le sénateur Lucier: Ce n'est pas exactement pour cela que quelqu'un irait en justice. Une fois réglés les honoraires d'avocats, les frais de justice et toutes les autres dépenses, la différence entre ce que vous offrez et son estimation ne se chiffre pas à \$5,000.

M. Calder: Il y a les dommages qui viennent s'ajouter, ce qui, dans les Prairies, peut représenter \$300, \$400 ou \$500 l'acre, de sorte que nous en arrivons maintenant à \$8,000 ou \$10,000. S'il décide de recourir à l'arbitrage, la fixation des coûts est laissée à la discrétion du juge et il y a toujours une forte tendance à ce que ces derniers lui soient remboursés.

Le sénateur Lucier: Ce que je veux faire ressortir c'est que si vous m'offrez \$6,000 et que je crois que je devrais en obtenir \$7,500, mes chances d'obtenir de vous à force d'argumentation ces \$500 ne sont pas très bonnes. Ce que je veux dire, c'est qu'aux termes de la loi actuelle, il est très peu probable que je vous intente un procès en invoquant la Loi sur les chemins de fer pour \$1,500.

M. Calder: Je suis d'accord avec vous sur ce point. Les procédures proposées ici sont meilleures.

[Text]

The Chairman: You said one-third of your right of way was on crown lands?

Mr. Calder: That is right.

The Chairman: Is the type of agreement that of annual rental?

Mr. Calder: That is right.

The Chairman: You pay annual rental on crown lands?

Mr. Calder: Yes.

Senator Thériault: You have just asked one of my questions, Mr. Chairman. I want to ask one or two questions about your suggestion that the proclamation date be set later because of the problems you may have during this year's construction. Are you doing anything now on your proposed right of way? Do you have options now?

Mr. Hugh: Yes, we are going out to acquire options. We have not acquired them all.

Mr. Calder: There are 108 properties in this 1981 construction program and we are now working on acquiring those options.

Senator Thériault: And you do that even before the hearings?

Mr. Calder: Yes.

Senator Thériault: Then to date this proposed legislation has not hindered your program for 1981?

Mr. Calder: No, not at this moment. Mr. Hugh mentioned that when the bill is passed we will offer those owners an easement agreement in conformity with the new act, in so far as we can. We will offer them an agreement in accordance with the conditions the agreement is supposed to have under section 74(2)(a) to (e).

Senator Thériault: In spite of your suggestion, I still have the feeling that whether this act is proclaimed two months from now or six months from now, your 1981 construction program is going to go on.

Mr. Hugh: No, it is quite different. The moment we have to acquire easements we are out to try to get the options. We have not acquired all the options, and if Bill C-60 were enacted tomorrow we would then have to wait until we had an NEB certificate; we file a Plan Profile and Book of Reference. We would have to abide by the bill to get all the main land, so if the bill were enacted tomorrow we could not accomplish it.

Senator Thériault: There is a 30-day period in Bill C-60 that is not in effect now. On all the other matters you still have to go before the board?

Mr. Hugh: We still have to go before the board.

[Traduction]

Le président: Vous avez dit que dans le tiers des cas il s'agissait d'une emprise sur des terres de la Couronne?

M. Calder: C'est exact.

Le président: S'agit-il alors d'un loyer annuel?

M. Calder: C'est cela.

Le président: Vous versez un loyer annuel sur des terres de la Couronne?

M. Calder: Oui.

Le sénateur Thériault: Vous venez tout juste de poser une de mes questions, monsieur le président. Je veux maintenant poser au témoin une ou deux questions à l'égard de sa suggestion selon laquelle la date de la proclamation soit reportée, compte tenu des problèmes qui pourraient survenir au cours de l'année de la construction. Prenez-vous à l'heure actuelle des dispositions quant à l'emprise que vous proposez? Des options s'offrent-elles à vous?

M. Hugh: Oui, nous nous occupons d'acquérir des options. Il nous en reste quelques unes à obtenir.

M. Calder: Il y a 108 propriétés en cause dans ce programme de construction de 1981 et nous essayons à l'heure actuelle de les acquérir.

Le sénateur Thériault: Et vous le faites avant les audiences?

M. Calder: Oui.

Le sénateur Thériault: Jusqu'à maintenant, ce projet de loi n'a donc pas gêné votre programme pour 1981?

M. Calder: Non, pas pour l'instant. M. Hugh a mentionné que lorsque le projet de loi sera adopté, nous offrirons à ces propriétaires de terrains un accord conforme à la nouvelle loi, dans la mesure où nous le pourrons. Nous leur offrirons un accord respectant les conditions prévues aux alinéas 74(2)a) à e).

Le sénateur Thériault: En dépit de votre suggestion, j'ai tout de même l'impression que même si cette loi était promulguée dans deux mois ou dans six mois, votre programme de construction de 1981 n'en souffrira aucunement.

M. Hugh: Non, c'est très différent. À partir du moment où il nous faut acquérir les servitudes, nous devons également essayer d'obtenir les options. Comme nous n'avons pas renvoi à les obtenir toutes, si le bill C-60 était promulgué demain, il nous faudrait alors attendre la délivrance d'un certificat de l'Office national de l'Énergie. Nous déposons ces plans, un profil ainsi qu'un livre de renvoi. Il nous faudrait nous conformer au projet de loi afin d'obtenir les principaux terrains, donc, si le projet de loi était promulgué demain ce ne serait pas possible.

Le sénateur Thériault: Mais il est prévu une période de 30 jours dans le bill C-60 qui n'est pas encore en vigueur pour toutes les autres questions, il vous faudrait de toute façon vous en remettre à l'Office n'est-ce pas?

M. Hugh: Nous devons toujours nous en remettre à l'Office.

[Text]

Senator Thériault: You may not get a decision until three months later.

Mr. Hugh: Right.

Senator Thériault: So what you are talking about is thirty days.

Mr. Hugh: No. If the bill were enacted we could not acquire the easements until after the certificate.

Mr. Tory: Perhaps I can clarify this. The point is, if the bill is enacted, thirty days are required to give notice; then if a hearing is called there would be an additional period, so it would more likely be sixty days. This is the period we are talking about in the distinction between the bill being in force and not being in force. The optioning program could continue.

The Chairman: Do you not think the 108 landowners should have the protection of that thirty days? The purpose of the bill is to give every landowner that opportunity, and you are saying these 108 should not have it. Is that what you are asking?

Mr. Tory: In the introduction of any legislation there will be a time interval where it will affect some and not others. The point is that the plan has been proceeding on a certain basis and this would affect it. I think that is the basis of the recommendation.

The Chairman: The purpose of the bill is to give a landowner thirty days to object to the board. What you are asking is that we do not give those 108 landowners the thirty days to object during this construction period. Is that it?

Mr. Calder: It is true that they might not have the thirty days, but under the present procedure we apply for approval of the Plan Profile and Book of Reference to the NEB; we must advise the NEB of any objections that landowners have, and on considering those objections the NEB would make the decision whether to hold a hearing or not. The NEB have held these hearings in the past when there has been an objection to the route. While there might not be the thirty days' notice procedure under the proposed amendments, there is some protection under the present procedure.

The Chairman: Have those 108 landowners been made aware of their right to object? Is it obligatory for you to tell them that they have that right, or do you take it upon yourself to tell them?

Mr. Calder: I cannot say definitely this morning that every landowner is advised as a matter of course of his right to object, but if they do object to the route we inform them of their right or avenue of appeal to the board. We have done this several times in the past, and we try to do it very faithfully, and their objections are considered.

[Traduction]

Le sénateur Thériault: Il se peut qu'aucune décision ne soit rendue avant trois mois.

M. Hugh: C'est cela.

Le sénateur Thériault: Vous parlez donc d'une période de 30 jours.

M. Hugh: Non. Si le projet de loi était promulgué, nous ne pourrions acquérir les servitudes tant que le certificat n'aurait pas été délivré.

M. Tory: Je pourrais peut-être éclaircir ce point. Si le projet de loi est promulgué, il faut alors 30 jours pour signifier un avis, puis si une audience est demandée, il faudrait alors une période supplémentaire de sorte que nous nous retrouverions probablement avec une période de soixante jours. Il s'agit de la période dont nous parlons lorsque nous faisons une distinction entre le projet de loi non promulgué et promulgué. Notre programme d'option pourrait se poursuivre.

Le président: N'estimez-vous pas que les 108 propriétaires devraient bénéficier de cette protection de trente jours? L'objectif du projet de loi est d'offrir cette possibilité à chaque propriétaire et vous dites que ces 108 propriétaires ne devraient pas en profiter. Est-ce bien ce que vous demandez?

M. Tory: Lors de son adoption, toute mesure législative, vise pendant un moment certaines personnes et pas d'autres. Le fait est que notre plan s'est déroulé selon certaines conditions et que cela le modifierait. Je crois que c'est là la base de la recommandation.

Le président: L'objectif du bill est d'accorder 30 jours au propriétaire de terrains pour s'opposer à la décision du Comité. Ce que vous demandez, c'est de ne pas accorder à ces 108 propriétaires les 30 jours qui leur permettraient de faire opposition pendant cette période de construction. Est-ce bien cela?

M. Calder: Il est vrai qu'il est possible que les propriétaires ne disposent pas des 30 jours prévus, mais aux termes de la procédure actuelle, nous faisons appel à l'Office national de l'énergie afin que soient approuvés le plan, le profil et le livre de renvoi; nous devons informer l'Office de toute objection que peuvent présenter les propriétaires et c'est après l'avoir étudiée que l'Office décidera s'il tiendra ou non une audience. L'Office a, par le passé, tenu des audiences lorsqu'un propriétaire s'opposait au tracé. Il se peut que cet avis de 30 jours ne figure pas dans les modifications proposées, mais il existe tout de même une certaine protection dans le cadre de la procédure actuelle.

Le président: Ces 108 propriétaires ont-ils été mis au courant de leur droit de faire opposition? Êtes-vous tenu de leur dire qu'ils ont ce droit ou bien décidez-vous vous-même de le leur dire?

M. Calder: Je ne puis affirmer catégoriquement ce matin que tous les propriétaires sont normalement informés de leur droit de faire opposition, mais lorsqu'ils formulent des objections au tracé, nous leur faisons part de leur droit d'appel devant le comité d'arbitrage. Nous l'avons fait à plusieurs reprises par le passé et nous essayons d'être très honnêtes; nous étudions leurs objections.

[Text]

Senator Thériault: Has it been your experience over the lifetime of your pipeline construction that you have been delayed at times as long in acquiring the right of way on crown land as on private land?

Mr. Calder: I am not quite sure I understand your question.

Senator Thériault: You file a plan and, say, two-thirds of it crosses privately owned land and one-third crosses crown land. Crown land may be owned by a province. From provinces especially has it been your experience that you have encountered delays in getting approval for right of way on crown land?

Mr. Calder: Not very many.

The Chairman: If there are no further questions, I would like to go through the amendments with you, Mr. Tory, starting on page 7 of your brief.

Mr. Tory: I note that in the brief it says subsection 29.2(b). That should be subsection 29.2(5).

The Chairman: You suggest adding "or for such other reason as the Board may deem appropriate," the board should not hold a hearing.

Mr. Tory: The idea was that if there is an objection filed, then I think the legislation has tried to deal with the situation. I think that is what Mr. Calder was referring to, that if there is a satisfactory resolution the objection will be withdrawn and would disappear. The second one is if it is frivolous, vexatious and not in good faith, it was pointed out in some of the earlier testimony that, except in a very clear situation, the board may be reluctant to apply those terms to someone's objection. There may be other situations in which an objection is made in good faith but there is some basis on which the board would feel it could be demonstrated that those concerns had been dealt with and yet that person had still not withdrawn his objection. We thought it would be appropriate that the board have a greater discretion.

The Chairman: Are you saying that if it was an environmental matter that had been dealt with by an environmental hearing he is going to have two hearings, a hearing before an environmental board and a hearing before the National Energy Board?

Mr. Tory: As an example, I think the board would take into account the fact that the environmental hearing had occurred in such a manner that the owner had not had a proper opportunity in some way and this gave him an additional route, then they would presumably proceed, but they would have the right to say, "We think that has been pursued and you did have your chance."

Senator Lucier: Perhaps I might pursue that a little further. I agree there could be some good reasons for such wording, but regardless of what the reasons might be, would the effect of the wording you suggest be that the board can now deny anyone a hearing under any circumstances?

[Traduction]

Le sénateur Thériault: Est-il arrivé au cours de la construction du pipe-line que vous ayez été retardé pendant de longues périodes pour acquérir un droit d'emprise sur une terre de la Couronne ou sur un terrain privé?

M. Calder: Je ne suis pas tout à fait sûr d'avoir bien compris votre question.

Le sénateur Thériault: Vous déposez un plan dont disons, les deux-tiers de la canalisation traversent des terrains appartenant à des particuliers et l'autre tiers traverse des terrains appartenant à la Couronne. Il se peut que ces derniers appartiennent à une province. Pour ce qui concerne les provinces, est-il arrivé que vous ayez dû attendre leur approbation pour obtenir un droit de passage sur un terrain de la Couronne?

M. Calder: Pas très souvent.

Le président: Y a-t-il d'autres questions, car j'aimerais que nous étudions les amendements avec vous monsieur Tory, en commençant à la page 7 de votre mémoire.

M. Tory: Je remarque qu'il y est question du paragraphe 29.2b). Il faudrait plutôt lire le paragraphe 29.2(5).

Le président: Vous proposez d'ajouter «ou pour toute autre raison que l'Office peut juger appropriée,» l'office ne devrait pas tenir une audience.

M. Tory: L'idée était qu'au cas où une objection serait soulevée, la mesure législative essaierait, je crois, de régler ce problème. Je pense que c'est ce à quoi M. Calder faisait allusion, à savoir que si l'on en vient à une solution satisfaisante, l'objection sera retirée et disparaîtra. Dans le deuxième cas, il s'agit de savoir si cette dernière est futile, tracassière et dénuée de bonne foi. Il a été signalé dans certains des témoignages antérieurs que, sauf dans le cas d'une situation très claire, l'Office peut hésiter à appliquer ces conditions à la déclaration d'un particulier. Il peut se présenter des cas où celle-ci est formulée de bonne foi, mais il se peut que dans d'autres, l'Office estime qu'on pourrait démontrer que ces problèmes ont été réglés et que la personne en cause n'a pourtant pas retiré sa déclaration. Nous estimons qu'il vaudrait mieux que l'Office dispose d'un plus grand pouvoir discrétionnaire.

Le président: Voulez-vous dire alors que s'il s'agissait d'une question d'environnement entendue au cours d'audiences sur ces questions, cette personne devrait comparaître à deux reprises, d'abord devant un comité s'occupant de ces questions puis devant l'Office national de l'énergie?

M. Tory: Par exemple, je crois que l'Office tiendrait compte du fait que l'audience sur les questions d'environnement a été tenue de telle façon que le propriétaire a été lésé de quelque manière et qu'une autre voie lui reste ouverte; il est alors vraisemblable que l'Office l'entendrait, mais il aurait tout de même le droit de dire: «Nous croyons que l'affaire a été poursuivie et que vous avez eu votre chance».

Le sénateur Lucier: Je pourrais peut-être ajouter quelques mots à ce sujet. Je conviens que ce libellé pourrait s'appuyer sur de très bonnes raisons, mais quelles qu'elles soient, celui que vous proposez ne permettrait-il pas à l'Office de refuser à quiconque une audience dans n'importe quelles circonstances?

[Text]

Mr. Torgy: Under that wording, yes.

Senator Lucier: So you are suggesting that the board have the absolute right to deny anyone a hearing under any circumstances? I am taking full account of the fact that they are not likely to.

Mr. Torgy: That is correct. It has been drafted in that manner as an alternative to extending the list of those specific matters. It is possible that extension of the list would be a preferable alternative.

Senator Lucier: What you are really doing is giving the board the absolute right to decide who has a hearing and who doesn't, and I am wondering if I would want to be a part of that board with that kind of power.

Mr. Torgy: I think we assumed it would be a rarely used power.

Senator Lucier: I accept that.

Mr. Torgy: But with the consequences of the timing and the delay the board might have occasion to use it. The alternative would be a longer list, and we did not think that would be as productive. It is possible that something could be formulated in general terms that would encompass the type of situation we saw, that he had had an opportunity to pursue the issue, or something like that.

Senator Lucier: I understand what you are trying to get at. I just wonder if this is not a little extreme.

The Chairman: We have the second amendment flagged. The third amendment proposed is to section 75(1)(a), which at present reads:

a description of the lands of the owner that are required by the company for that section or part.

You suggest inserting "including the nature of the interest therein" after the word "owner".

Mr. Torgy: I think the issue there is that the description of the lands would be a description of the physical site, but in most cases you will not be taking the fee simple of those lands and there will be an easement right. This amendment would merely clarify it; it would describe the interest as well; that is, that it would be an easement or a servitude, or on occasion maybe a full interest of fee simple.

The Chairman: The fourth proposed amendment is to section 75.26(2)(e).

Mr. Torgy: The issue here is, this being a new proceeding and one which, under section 75.28, could be the subject of an order which would actually pass title. It would be desirable that it be very clear in the notice exactly what are the lands and the interest.

The Chairman: That are being ordered.

Mr. Torgy: If it is deemed appropriate in the right of entry order under section 75.28, it would refer back specifically to what had been the subject of a notice to the landowner. While I think it is envisaged that this would be the same notice back in section 75, it seems it is a new proceeding.

[Traduction]

M. Torgy: D'après ce libellé, oui.

Le sénateur Lucier: Vous laissez donc entendre que l'Office a le droit absolu de refuser à quiconque une audience, quelles que soient les circonstances? Je tiens entièrement compte du fait qu'il est peu vraisemblable qu'il le fasse.

M. Torgy: C'est cela. L'article a été rédigé ainsi afin d'éviter d'allonger la liste de ces précisions. Il est possible qu'il soit préférable de le faire.

Le sénateur Lucier: Ce que vous faites en réalité, c'est d'accorder le droit absolu à l'Office de décider qui a le droit d'être entendu et qui n'en a pas le droit; je me demande si j'aimerais faire partie d'un groupe disposant de ce genre de pouvoir.

M. Torgy: Nous supposons, je crois, que le Comité y recourrait rarement.

Le sénateur Lucier: J'en conviens.

M. Torgy: Mais compte tenu des conséquences imposées par le calendrier et du retard, il est possible que l'Office doive y recourir. L'autre solution consisterait à allonger la liste, mais nous ne croyons pas que ce serait aussi efficace. Il est possible qu'on puisse formuler de façon générale un énoncé qui engloberait ce genre de situation que nous prévoyons, à savoir que la personne a eu l'occasion de poursuivre l'affaire ou quelque chose du genre.

Le sénateur Lucier: Je vois où vous voulez en venir. Je me demande simplement si vous n'allez pas trop loin.

Le président: Il n'y a plus grand chose à dire au sujet du deuxième amendement. Quant au troisième, il concerne l'alinéa 75(1)a) ainsi libellé:

Une description des terrains du propriétaire dont la compagnie a besoin pour le tronçon ou la partie.

Vous proposez d'ajouter: «y compris la nature de l'intérêt à cet égard» après le mot «propriétaire».

M. Torgy: Je crois que dans ce cas-ci la description des terrains serait une description du site physique, mais la plupart du temps, il ne s'agira pas d'acquérir ces terrains en toute propriété et il y aura un droit de servitude. Cet amendement le préciserait simplement; il décrirait également l'intérêt; c'est-à-dire, qu'il y aurait une servitude ou à l'occasion peut-être un intérêt de propriété inconditionnelle.

Le président: Le quatrième amendement proposé consiste à ajouter l'alinéa 75.26 (2)e).

M. Torgy: Le problème est ici que, comme il s'agit d'une nouvelle procédure qui, aux termes de l'article 75.28, pourrait faire l'objet d'une ordonnance accordant le droit d'accès, il serait souhaitable que des précisions très claires soient données dans l'avis au sujet des terres et de l'intérêt.

Le président: Qu'il soit ordonné.

M. Torgy: Si on le juge approprié dans l'ordonnance accordant droit d'accès aux termes de l'article 75.28, on pourrait renvoyer plus particulièrement à ce qui faisait l'objet de l'avis signifié au propriétaire. On prévoit, je crois, qu'il s'agirait de

[Text]

There is one other comment I should like to make. We have not put this forward as part of a formal submission, but on reading the testimony in connection with periodic payments we thought there might be something which would be useful to the committee in considering a distinction between the fee lands, or the lands that are taken absolutely for principal facilities, and the lands that are taken for easements or servitudes. A compressor station might need something of the size of 30 acres. That parcel of land might more properly be considered as being taken like any other transfer of lands as opposed to the strip easement.

That distinction is made in the Ontario planning legislation, which allows a distinction, subject to planning approval, between the transmission line, whether it is taken in easement or fee, and the sort of principal station facilities. It may be that that would be a useful distinction to make in connection with the periodic payments, if you take something like a 30-acre parcel, which is just a transfer of land. The possibility that this might be useful is just recent, and I could try to put something on paper that your technical people could look at. We could forward it later.

The Chairman: We would appreciate that very much, Mr. Tory.

Mr. Calder: I should like to add one thing in reply to a question asked earlier by Senator Balfour, who asked if Trans-Canada had done a study of the cost. I couldn't call this a study, but we have made an estimate, which Mr. Hugh might not be aware of. That's all it is; it's an estimate. This is on one of our future projects; we have worked out some figures on that. I will just give the totals, if that would be of interest. It is roughly 254 miles of right of way. With a lump sum payment to owners, payment to owners and acquisition cost, title search and negotiating fees, the total cost would be \$2,457,000. On a rental basis, calculated over a 20-year period, the total cost would be \$11,124,060.

Senator Balfour: That assumes all the contracts are on an annual rental basis?

Mr. Calder: That is right, assuming it was 100 per cent annual rental.

Senator Balfour: Including renegotiation?

Mr. Calder: That is correct. However, we would express the opinion that a small number of owners would opt for the annual rental.

Senator Balfour: How much of that \$11 million would be costs incurred other than payments to landowners?

Mr. Calder: That would be \$1,592,500; that is roughly the administrative cost.

[Traduction]

l'avis dont il est question à l'article 75, mais il semble s'agit d'une nouvelle procédure.

J'aimerais faire une autre observation. Nous ne la proposons pas officiellement, mais en lisant les témoignages concernant les versements périodiques, nous avons pensé qu'il pourrait être bon que le Comité établisse une distinction entre les terrains acquis en toute propriété ou les terrains qui sont utilisés exclusivement pour les installations principales et ceux qui sont acquis pour les servitudes. Un poste de compression nécessite environ 30 acres de terrain. Il serait donc probablement, plus approprié de considérer cette parcelle de terrain au même titre qu'un autre transfert de terrain, plutôt que comme une servitude sur une bande de terrain.

La loi ontarienne sur la planification prévoit une distinction, sous réserve de l'approbation de la planification, entre la ligne de transmission, qu'il s'agisse d'une servitude ou de droits perçus et les installations principales d'une station. Il pourrait être utile de faire cette distinction relativement aux paiements périodiques, surtout dans le cas d'une parcelle de 30 acres qui ne constitue, à toute fin pratique, qu'un transfert de terrain. Mais c'est une possibilité que nous n'avons pas encore envisagée jusqu'à tout dernièrement. Si cela vous intéresse, je mettrai les détails sur papier ce qui permettra à vos experts techniques de procéder à une analyse. Nous pourrions vous l'envoyer plus tard.

Le président: Nous vous en serions fort gré, monsieur Tory.

M. Calder: J'aimerais ajouter une chose encore, en réponse à la question posée plus tôt par le sénateur Balfour, qui voulait savoir si *Trans Canada* avait fait une étude de coût. Ce n'est peut être pas une étude de coût proprement dite, mais nous avons fait une estimation, ce que M. Hughes ignore peut-être. Mais ce n'est qu'une estimation. C'est un de nos projets futurs et nous avons quelques chiffres à ce sujet. Je vous donnerai seulement les totaux, si cela vous intéresse. Le droit de passage s'étend sur une longueur de 254 milles. Si l'on tient compte du versement unique aux propriétaires, des paiements aux propriétaires, des coûts d'acquisition, de la recherche sur les titres et des frais de négociation, le total s'élève à quelque \$2,457,000. Pour une période de 20 ans, le coût total s'élèverait à \$11,124,060.

Le sénateur Balfour: En supposant que tous les contrats se fassent sur une base de location annuelle?

M. Calder: C'est exact, en présumant qu'il s'agisse d'une location annuelle de 100 p. 100.

Le sénateur Balfour: Et en comprenant la renégociation du contrat?

M. Calder: C'est exact. Toutefois, nous sommes d'avis qu'un petit nombre de propriétaires opteraient pour la location annuelle.

Le sénateur Balfour: Et quelle fraction de ces \$11 millions représenteraient les coûts autres que les paiements aux propriétaires de terrain?

M. Calder: Un montant de \$1,592,500 soit, approximativement, les frais d'administration.

[Text]

The Chairman: What percentage of the total cost of the project is that \$2.4 million for 254 miles?

Mr. Hugh: It is less than one per cent.

The Chairman: Thank you very much, gentlemen.

Mr. Hugh: Thank you.

The Chairman: Honourable senators, we will now hear from Interprovincial Pipe Line Limited. We have with us Mr. Robert Dunsmore, Manager, Right of Way Department, and Mr. Richard Smith, solicitor and counsel for Interprovincial Pipe Line Limited.

Mr. Robert J. C. Dunsmore, Manager, Right of Way Department, Interprovincial Pipe Line Limited: Mr. Chairman, it would be our intention to read our brief into the record.

Mr. Chairman and members of the special Senate committee, these are our comments on Bill C-60, amendments to the National Energy Board Act. Interprovincial Pipe Line makes the following comments to amendments to be incorporated into the National Energy Board Act. Interprovincial trusts that these comments will assist in establishing a constructive and workable land acquisition procedure between the landowner and the pipeline company for the benefit of all concerned. Interprovincial recognizes that the interest of the landowner must be protected. It also recognizes that the public interest must be served, and in serving this public interest it is essential that construction delays be kept to a minimum, and that costs of right of way, which will ultimately be paid by the consumer, are reasonable.

Interprovincial's comments to the proposed amendments are summarized as follows:

1. Right of Entry: When the board has approved the plans, profiles and book of reference following a public hearing at which a landowner can make representations immediate entry should be available.

2. Resistance to Entry: A remedy for resistance to entry must be readily available.

3. Residual Value: The concept of "residual value" of the lands taken should be included in the terms of reference for the arbitrator.

4. Acquisition of Lands: It is Interprovincial's understanding that it is not the intention of the legislation to limit negotiations between the company and a landowner for land acquisition. We believe some clarification is necessary.

5. Owners of Lands and Interested Persons: Definitions are needed.

I would propose to deal with the right of entry, the first point, and perhaps you would wish to entertain questions at the end of each subject.

The Chairman: Can we just stop you there? There may be some questions on this section, and then we will proceed amendment by amendment.

[Traduction]

Le président: Quel pourcentage du coût total du projet représentent ces \$2,4 millions pour 254 milles?

M. Hugh: Moins de 1 p. 100.

Le président: Je vous remercie beaucoup, messieurs.

M. Hugh: Merci.

Le président: Honorables sénateurs, nous entendrons maintenant le témoignage des représentants de l'*Interprovincial Pipe Line Limited*. Nous sommes heureux d'accueillir MM. Robert Dunsmore, directeur du service des droits de passage et Richard Smith, avocat et conseiller juridique de l'*Interprovincial Pipe Line Limited*.

M. Robert J. C. Dunsmore, directeur, Service des droits de passage, Interprovincial Pipe Line Limited: Monsieur le président, nous aimerions qu'il soit fait état officiellement de notre mémoire.

Monsieur le président et membres du Comité sénatorial spécial, vous entendrez maintenant le point de vue et les observations de l'*Interprovincial Pipe Line* sur le Bill C-60, loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie. *Interprovincial* espère que ces quelques observations vous aideront à mettre sur pied, pour l'acquisition de terrains, une procédure constructive et applicable, qui avantagera et les propriétaires et la société de pipe-line. *Interprovincial* reconnaît qu'il convient de protéger les intérêts des propriétaires. La société reconnaît également l'importance de l'intérêt public et que de ce fait, il est essentiel de réduire au minimum les retards de construction et que les coûts des droits de passage qui seront éventuellement absorbés par les consommateurs soient raisonnables.

Voici donc un résumé des opinions de la société *Interprovincial* sur les amendements proposés.

1. Droit d'accès: Une fois que l'Office a approuvé les plans, profils et livre de renvoi, après la tenue d'une audience publique à laquelle le propriétaire pourra se faire entendre, il conviendrait d'accorder le droit d'accès immédiat.

2. Résistance à l'accès: Il conviendrait qu'un remède à la résistance à l'accès soit trouvé immédiatement.

3. Valeur résiduaire: La notion d'une «valeur résiduaire» des terrains devrait être incluse dans le mandat de l'arbitre.

4. Acquisition de terrains: L'*Interprovincial* croit à l'intention de la loi n'est pas de limiter les négociations entre la compagnie et un propriétaire, en vue de l'acquisition de terrains. Nous croyons que des éclaircissements s'imposent.

5. Propriétaires de terrains et autres intéressés: Il faut des définitions.

Je vais traiter du droit d'accès et vous pourriez peut-être poser vos questions à la fin de chaque sujet.

Le président: Puis-je vous interrompre dès maintenant? Certains pourraient avoir des questions à poser sur cette partie de votre témoignage et nous pourrions ensuite procéder, amendement par amendement.

[Text]

Senator Balfour: I would challenge the statement in the opening paragraph that the costs of right of way will ultimately be paid by the consumer. I would have thought the cost of right of way would affect the producer in terms of the netback to wellhead.

Mr. Richard P. Smith, Solicitor, Interprovincial Pipe Line Limited: I think that might affect TransCanada PipeLines, but for Interprovincial it does not work that way. Interprovincial is a company fully regulated by the National Energy Board, and in that sense it would be ultimately billed out to the consumer. That is the method of regulation of our company.

Senator Balfour: For a barrel of oil produced in Alberta and transported by your system to Ontario, who pays you your tariff?

Mr. Dunsmore: The tariff is paid by the oil company. I think the distinction is that we do not own the product in our pipeline.

Senator Balfour: I understand that. You are purely a carrier.

Mr. Dunsmore: We are purely a carrier.

Senator Balfour: I understand the cost of transmission is charged back to someone.

Mr. Dunsmore: Yes.

Senator Balfour: I was taking the analogy of TransCanada because clearly that is what happens to a gas producer, and I am puzzled that it does not apply also to an oil producer. Are you saying this is because the tariff is paid by the refinery when the oil is delivered and the wellhead price is fixed by, I suppose, the Alberta provincial government?

Mr. Smith: The shippers, the oil companies, pay the tariff, and ultimately in paying tariff they charge it to the consumers of gas and petroleum products.

Senator Balfour: So it is your position that 100 per cent of the costs is ultimately borne by the consumer?

Mr. Smith: I can't speak for the oil companies as shippers, but that would make business sense; that is a cost of doing business. The cost of the land acquisition is a cost of doing business, which is ultimately paid for by consumers of gas and petroleum products.

The Chairman: You say a remedy for resistance to entry must be readily available. Through a court order do you not have right of entry against resistance? I don't know how we can provide that in this legislation.

Mr. Dunsmore: I go into the explanation in our detail under that particular heading.

The Chairman: We will come to that?

Mr. Dunsmore: We will come to that.

[Traduction]

Le sénateur Balfour: Je remets en question la déclaration que vous avez faite dans votre premier paragraphe à savoir, que c'est le consommateur qui, éventuellement, paiera pour les droits de passage. Il me semble que le coût du droit de passage est également susceptible d'affecter le profil net des producteurs, à la tête de puits.

M. Richard P. Smith, avocat, Interprovincial Pipe Line Limited: Il en est peut-être ainsi pour *TransCanada Pipe Lines*, mais non pour l'*Interprovincial*, est entièrement réglementée par l'Office national de l'énergie et de règlement prévoit que la société a droit de recouvrer ses frais et réaliser un profit raisonnable sur ses investissements, de sorte que en ce sens, ce serait éventuellement imputé aux consommateurs. C'est ainsi que notre société est réglementée.

Le sénateur Balfour: Mais dans le cas d'un baril de pétrole produit en Alberta et transporté par vous en Ontario, qui vous paye votre tarif?

M. Dunsmore: La société de pétrole. La différence, c'est que nous ne sommes pas propriétaire du produit dans notre pipe-line.

Le sénateur Balfour: Je le comprends. Vous ne faites que transporter.

M. Dunsmore: C'est exact.

Le sénateur Balfour: J'ai cru comprendre que le coût du transport est imputé à quelqu'un d'autre.

M. Dunsmore: Oui.

Le sénateur Balfour: Je prenais l'exemple de la *TransCanada*, car c'est manifestement ce qui arrive à un producteur de gaz et je m'étonne qu'il n'en soit pas ainsi pour un producteur de pétrole. Prétendez-vous que c'est parce que le tarif est payé par la raffinerie, lorsque le pétrole est livré, et que le prix à la tête de puits est fixé, je suppose, par le gouvernement provincial de l'Alberta?

M. Smith: Les expéditeurs et les sociétés de pétrole payent le tarif mais ils l'imputent, au fond, au consommateur de produits de gaz et de pétrole.

Le sénateur Balfour: Vous prétendez donc que le consommateur absorbe éventuellement tous les frais?

M. Smith: Je ne peux parler au nom des sociétés de pétrole, en tant qu'expéditeurs, mais ce serait tout à fait dans l'ordre. C'est l'un des principes, en affaires. Le prix du terrain fait partie du coût d'une affaire et ce sont, éventuellement, les consommateurs de produits de gaz et de pétrole qui l'assument.

Le président: Vous dites qu'il conviendrait d'avoir immédiatement un remède pour la résistance à l'accès. Mais une ordonnance du tribunal ne suffirait-elle pas pour vous donner droit d'accès contre toute résistance? Je ne vois pas comment l'on pourrait prévoir cela dans la loi.

M. Dunsmore: J'exposerai la question en détail, lorsque j'aborderai cette question plus tard.

Le président: Vous l'aborderez plus tard?

M. Dunsmore: Oui.

[Text]

The Chairman: You refer to owners of lands, in which I am sure Senator Adams will be interested. An owner is defined in section 64 as anyone having an interest in the land. It is not the registered owner. I might live five miles away and have an interest in your pipeline. In the north especially, people living many, many miles away from a pipeline will have an interest in that pipeline and they have to be compensated; it is affecting their hunting rights and so on.

Mr. Dunsmore: Section 29(1)(a) refers to "owners of lands," and we think a definition of "owners" is necessary.

The Chairman: It is there.

Mr. Dunsmore: It is section 73(2).

The Chairman: Section 73 says it is section 64, and section 64 says it is anyone interested.

Mr. Smith: I guess we were concerned that the company would want to know whom it has to serve. If it has to serve a mortgage, for example, is that an owner? Do we serve a tenant? We want to be clear about these things. We think we know what an owner is, but—

The Chairman: It is anyone interested, anyone having a mortgage.

Mr. Smith: Then it would include someone with a mortgage.

The Chairman: It says it is anyone interested.

Mr. Dunsmore: I guess our comment is this. Was this really what you meant at the initial stage, when you are trying to serve the people actually concerned with the land, which would be an owner, a renter, an occupier, as opposed to people who have a mortgage, who might have a lien, or some other interest? At the initial stage I think we just wanted a little bit more help, that's all.

The Chairman: Are there any questions on that section?

Senator Adams: You have been talking about land. How about the water?

Mr. Dunsmore: The water is covered under specific sections of the National Energy Board Act. There are certain permits and requirements that have to be met in covering the water situation. There are also additional agencies, in one form or another, that are clearly involved in this, namely the environmental agencies. The restrictions with respect to water are certainly not the same, but they relate generally to a government agency that protects those particular interests.

Senator Adams: Is there a difference between lakes and the sea? With lakes you sometimes have to cross land with a pipeline, and in some places in the Arctic we are concerned with under-the-sea ice. Is this dealt with in a different act, or are they both the same? In the sea there is a current, whereas in some places in the lakes there is no current.

Mr. Dunsmore: The number of the section escapes me, but I believe in the National Energy Board Act there is a provision that water crossings have to be dealt with through the pertinent agency. Maybe somebody else will recall that section; I

[Traduction]

Le président: Vous parlez de propriétaires de terrains, question qui intéressera sûrement le sénateur Adams. L'article 64 définit un propriétaire comme quiconque détient des intérêts dans un terrain. Il ne s'agit pas du propriétaire enregistré. Je pourrais, par exemple, vivre à cinq milles de votre pipe-line, mais y avoir un intérêt. Et surtout dans le Nord, ceux qui vivent à bien des milles d'un pipe-line, ont tout de même un intérêt doivent être compensés; leur droit de chasse, et ainsi de suite, s'en trouve affecté.

M. Dunsmore: L'alinéa 29(1)a traite des «propriétaires de terrain» et nous estimons qu'il faut définir le terme «propriétaires».

Le président: Mais une telle disposition existe.

M. Dunsmore: Elle figure au paragraphe 73(2).

Le président: L'article 73 renvoie à l'article 64 et l'article 64 stipule qu'un propriétaire est une personne qui détient un intérêt.

M. Smith: En fait, nous nous inquiétons de ce que la société voudrait savoir qui elle doit notifier. S'il s'agit d'un créancier hypothécaire, est-il propriétaire? Locataire? Nous voulons être fixés sur ce point. Nous croyons savoir ce qu'est un propriétaire, mais...

Le président: Quiconque détient un intérêt, quiconque détient une hypothèque.

M. Smith: Donc, un créancier hypothécaire?

Le président: On lit: quiconque détient un intérêt.

M. Dunsmore: Nous voulons savoir, en somme, si c'est vraiment ce que vous vouliez dire au départ, lorsque vous essayez de signifier un document officiel à ceux qui détiennent des intérêts sur un terrain, propriétaire, locataire ou occupant, plutôt qu'au détenteur d'une hypothèque, d'un privilège ou de quelque autre intérêt? Nous voulions, je crois, un peu plus d'aide, au début; voilà tout.

Le président: Avez-vous des questions sur cet article?

Le sénateur Adams: Vous avez parlé de terrains. Et l'eau.

M. Dunsmore: Des articles de la Loi sur l'Office national de l'énergie traitent spécifiquement de l'eau, des permis et des conditions qui s'y rapportent. Il y a aussi d'autres organismes qui, d'une façon ou d'une autre, sont impliqués dans cette question, à savoir, les organismes environnementaux. Les restrictions concernant l'eau ne sont certes pas les mêmes, mais il existe des organismes du gouvernement chargés de protéger ces intérêts particuliers.

Le sénateur Adams: Existe-t-il une différence entre les lacs et la mer? Car il arrive parfois qu'un tracé de pipe-line traverse un lac, mais à certains endroits dans l'Arctique, il se pose aussi le problème de la glace sous-marine. Y a-t-il une autre loi qui régit cette question, ou est-ce la même? Il y a des courants dans la mer, mais il n'y en a pas partout dans les lacs.

M. Dunsmore: J'en oublie le numéro, mais il y a, je crois, dans la Loi sur l'Office national de l'énergie, une disposition qui prévoit que la traversée des cours d'eau relève d'un orga-

[Text]

can't remember the number. I think I can say that water crossings are dealt with as a special item.

Mr. Smith: There is the federal Navigable Waters Protection Act.

Senator Lucier: There is also a Northern Inland Waters Act.

Mr. Smith: Under the Navigable Waters Protection Act a Department of Transport permit is acquired, but I do not know that that is necessary with the National Energy Board; the National Energy Board supersedes that.

The Chairman: Please proceed, Mr. Dunsmore.

Mr. Dunsmore: With respect to right of entry, section 75.26(2) of Bill C-60 refers to notice of not less than thirty days and not more than sixty days. This topic was discussed at your committee meeting of February 7, 1979, but I could not find a clearcut reason why the thirty-day period was chosen. Where the landowner has been served with notices under section 29.1(1)(a) and under section 75(1) he should have had ample opportunity to contest the line location, particularly after a public hearing. When the board has approved plans, profiles and books of reference, and when detailed survey drawings will have to have been prepared and registered, it seems to us that the thirty days' additional notice is unnecessarily long.

An order of possession, the right to get on the property, does not deprive the owner of compensation rights, and indeed entitles him to an immediate interim payment. I think a representative of Alberta Surface Rights, who spoke to you on Tuesday, made reference to the fact that a landowner has four shots at the company, namely, under section 29.1, under section 75 for land valuation, under section 75 for damages, and he would also have some rights under this section here in that he can put in a written comment about the right of entry.

After all that time has passed, it seems to us that it should reach a point where the company should be able to formulate a construction schedule and stick with it. It is very difficult and costly to get started on a construction schedule and then be forced to stop and have a blank, if you like, in your continuous right of way. If you have to go round because you have not properly served the man it is extremely costly. All the other owners who are involved on either side of the particular tract that is causing problems also have to bear a little bit of additional usage as a result of this. We think the time should be reduced to fourteen days rather than leave it at thirty days.

Last Tuesday you heard Mr. Hargrave say that the majority of landowners make satisfactory deals. That is supported by TransCanada. Our own background is exactly the same as this. You end up with a certain number of opportunists, difficult people, who are perhaps looking for ways to cause difficulties. All I wish to put across to you is that once you have gone through all the processes—and the new act is excellent for this; I think it really does cover the landowner—once the construction has been given the go-ahead it should be able to go and there should not be undue interruption. Therefore, the right of entry is something that should be readily

[Traduction]

nisme particulier. Quelqu'un se rappelle peut-être du numéro de cet article. Je sais qu'il y a une disposition à cet égard.

M. Smith: Il y a la Loi fédérale sur la protection des eaux navigables.

Le sénateur Lucier: Il y a aussi la Loi sur les Eaux intérieures du Nord.

M. Smith: Aux termes de la Loi sur la protection des eaux navigables, un permis du ministère des Transports est de rigueur, mais j'ignore s'il en est de même de l'Office national de l'énergie, qui a préséance sur ce point.

Le président: Veuillez poursuivre, M. Dunsmore.

M. Dunsmore: En ce qui concerne le droit d'accès, l'alinéa 75.26(2) du bill C-60 prévoit un préavis d'au moins trente jours mais n'excédent pas soixante jours. Ce sujet a été abordé à notre réunion du 7 février 1979, mais je n'ai pas encore trouvé de raisons expliquant pourquoi cette période a été fixée à 30 jours. En effet, lorsqu'un propriétaire reçoit une signification, en vertu de l'alinéa 29.1(1)(a) et du paragraphe 75(1), il a toutes les occasions voulues pour contester le tracé d'un pipe-line, surtout après la tenue d'une audience publique. Une fois que l'Office a approuvé les plans, profils et livres de renvoi, et que les plans d'arpentage détaillés ont été élaborés et enregistrés, une période d'avis additionnelle de 30 jours nous semble beaucoup trop longue.

Une ordonnance de possession, le droit d'accès à une propriété, ne privent pas le propriétaire de ses droits de compensation et lui donnent même droit à un versement provisoire immédiat. Je pense que le représentant de l'*Alberta Surface Rights*, qui est venu témoigner devant vous, mardi, a dit que quatre possibilités s'offrent au propriétaire, à savoir, le paragraphe 29.1, l'article 75 qui traite de l'évaluation du terrain et l'article 75 dans le contexte des dommages, et d'autres droits, en vertu de cet article, du fait qu'il peut soumettre une observation écrite sur le droit d'accès.

Lorsque tout ce temps s'est écoulé, il nous semble que la compagnie devrait pouvoir élaborer un calendrier de construction et s'y conformer. Il est très difficile et onéreux de dresser un calendrier des travaux, pour ensuite être contraint de s'arrêter en raison, si vous voulez, d'une interruption dans le droit de passage. Il en coûte extrêmement cher de contourner un terrain dont le propriétaire n'a pas été correctement notifié. Tous les autres propriétaires de terrains, situés de part et d'autres de cette partie du passage doivent, en conséquence, supporter un usage additionnel. Nous croyons que le délai de trente jours devrait être réduit à quatorze jours.

Mardi dernier, vous avez entendu M. Hargrave déclarer que les propriétaires faisaient, pour la plupart, une transaction satisfaisante. *TransCanada* partage cet avis. Nous de même. On se retrouve, à la fin, avec un certain nombre d'opportunistes, de gens difficiles qui cherchent à créer des ennuis. Je veux vous dire, en somme qu'une fois déroulés tous les processus—et la nouvelle loi est excellente à cet égard; je pense qu'elle couvre le propriétaire—une fois que la mise en chantier est autorisée, la construction devrait pouvoir se faire sans interruption induite. Par conséquent, le droit d'accès devrait être disponible immédiatement, lorsque les autres éléments sont

[Text]

available after all the other facilities have been worked through. Our recommendation would be that the timing be changed to fourteen days rather than thirty days.

Senator Lucier: With respect to section 29.1(1), when you start filing are you committed to going ahead with any of the things you are dealing with, or can you change your mind and withdraw your application?

Mr. Dunsmore: I would interpret it that you can withdraw. Once you have prepared and submitted drawings under section 29.1 you are then subject to approval by the board, and your route may not be approved because a public hearing may provide reasons for not letting the project proceed in that particular location.

Senator Lucier: I am looking at it from my point of view. Somebody comes to me and says they are going to put a pipeline down the road through this area; I am not about to panic at that point; there is no real urgency, even though it looks as if it might be going through my area, because it could be changed; the NEB could change it, or you could change your mind and not proceed with it.

Mr. Dunsmore: Or you would have a valid objection to it going where it was proposed.

Senator Lucier: I may not have reached that point. You are saying they have already had ample opportunity, and what I am suggesting is that maybe they have not taken it all that seriously yet because it is preliminary. You are preoccupied with pipelines. If I am farming I'm not. You are suggesting you would like to go through there with a pipeline. That is really of no interest to me until you come down and say, "Look, that's where we're going." I am just wondering if at that point fourteen days is enough. As was pointed out at our last meeting, on Tuesday, during seeding you don't get a farmer very excited about anything else, so thirty days goes by pretty quickly.

Mr. Dunsmore: But the fourteen days is a long way down the path from section 29.1, and the company will have been attempting to negotiate with landowners, and will have negotiated with most of the landowners. It is very difficult to assume in this day and age, with the media coverage we have, that any landowner would not have had it brought to his attention that he has a problem if he is involved on the pipeline route or close to it. You are quite right; the attempt here is to simplify the construction program, but after all the processes that have been designed into this bill have been covered.

The Chairman: Next we have resistance to entry.

Mr. Dunsmore: Under section 75.26 the board may issue an order to the company granting it an immediate right of entry to any lands on terms and conditions. Section 15 of the National Energy Board Act gives the board similar powers to a court of the land. By the board giving that permission under section 75.26, it is assumed that that order has the power and the rights that go with the courts. Armed resistance, or some form of hold-up, does occur; it has occurred in the past and it will occur in the future. The company has no desire to confront that sort of resistance. It is necessary that a peace officer, such as the local sheriff, be authorized to put down this opposition.

[Traduction]

arrêtés. Nous recommandons donc que le délai soit réduit à quatorze jours.

Le sénateur Lucier: A propos du paragraphe 29.1(1), une fois que les documents ont été déposés, faut-il s'en tenir aux conditions prévues ou si l'on peut changer d'idée et retirer sa demande?

M. Dunsmore: Je crois que l'on peut retirer sa demande. Une fois les plans rédigés et soumis, en application du paragraphe 29.1, ils sont sujets à l'approbation de l'Office, et il se peut que le tracé ne reçoive pas l'approbation de l'Office, parce que l'audience publique peut révéler des raisons valables d'empêcher un projet d'être mis en chantier en cet endroit.

Le sénateur Lucier: Mais j'envisage la chose de mon propre point de vue. Quelqu'un vient me dire qu'on va construire un pipe-line à travers ma région; je ne m'inquiète pas encore; il n'y a pas d'urgence, même s'il semble que le tracé traverse ma région, car il peut toujours y avoir des changements. L'Office national de l'énergie pourrait changer le tracé ou vous pourriez changer d'idée et ne pas le construire.

M. Dunsmore: Ou encore, vous pourriez avoir une objection valable qui entraînerait une modification du tracé.

Le sénateur Lucier: Je n'en suis peut-être pas encore rendu là. Vous dites qu'ils ont déjà en ample occasion, mais peut-être n'ont-ils pas encore pris l'affaire au sérieux, vu qu'il s'agit de préliminaires. Les pipelines vous occupent. Si je cultive, ils ne m'intéressent pas. Vous me dîtes que le tracé de votre pipe-line passe par ma région. Je reste indifférent jusqu'au jour où vous venez me dire: «Regardez, c'est là où il passera». Je me demande simplement si, à ce moment, 14 jours suffisent. Comme on nous l'a signalé à notre dernière réunion, mardi, au moment des semailles, un agriculteur ne pense pas à autre chose. Alors les 30 jours passent bien vite.

M. Dunsmore: Mais 14 jours, c'est bien loin de la disposition du paragraphe 29.1 et la compagnie se sera déjà efforcée de négocier avec les propriétaires, aura déjà, effectivement, négocié avec la majorité d'entre eux. Il est difficile d'imaginer qu'à notre époque, avec les médias que nous avons, un propriétaire ignore l'existence d'un problème, s'il habite le long du tracé du pipe-line. Mais vous avez raison: il s'agit ici de simplifier le programme de construction, mais seulement une fois que tous les processus qui figurent dans ce projet de loi auront été couverts.

Le président: Passons maintenant à la résistance à l'accès.

M. Dunsmore: Aux termes du paragraphe 75.26, l'Office est habilité à rendre une ordonnance accordant à la compagnie un droit d'accès immédiat, à tout les terrains, selon certaines conditions. L'article 5 de la Loi sur l'Office national de l'énergie confère à l'office des pouvoirs semblables à ceux d'un tribunal. Lorsque l'office accorde cette permission au terme du paragraphe 75.26, on suppose que l'ordonnance se fonde sur les mêmes pouvoirs et droits que ceux que délèguent les tribunaux. Il arrive des cas de résistance, armée ou autres. Il y en a en par les passé et il continuera d'y en avoir. La compagnie ne tient pas à se heurter à ce genre de résistance. Il

[Text]

I know the Railway Act is not a popular word around here, but a county court judge could direct a warrant to a sheriff of the court to put down such resistance or opposition and put the company in possession of the land. The Ontario Expropriation Act has a similar provision; I believe the federal Expropriation Act has a similar provision.

What we think would help everybody—and I am thinking perhaps about a local lawyer in the countryside who does not know this act well—is if it were clearly mentioned in the act that the board does have that right, that a sheriff can put the company into possession, that would save everybody a lot of time, frustration and difficulty.

This was discussed at your meeting on February 7, 1979; you talked about registration of the company's rights and what they had, but this business of getting on the land does not seem to have been covered. We think you should consider providing some specific provision that would authorize a peace officer to put down resistance to lawful entry.

Senator Lucier: I don't follow this. Are they not authorized now under the act?

The Chairman: If you have an order of the National Energy Board giving you possession, could the local sheriff not enforce that order?

Mr. Smith: As Mr. Dunsmore has said, in at least three other statutes that deal with expropriation there is specific authority to a judge; the judge knows when he is sitting there that he has that authority. We are saying that it seems a little vague if you are a superior court judge sitting on the bench and a pipeline company comes before you and says, "Some fellow out in the country is facing us with some dogs or a shotgun." The judge asks, "What is my authority to put your men on the land?" It would be simple if the company could simply point to the section and say, "Here is your authority." Judges need authority; they want to know what their powers are. Their powers are derived from legislators, and only from legislators, so they are comforted by the fact that they know where their authority is.

While a judge may feel he can put a pipeline company into possession, or at least direct a sheriff of the local county to go with his deputies and put down the opposition, he is comforted by the fact that it is in black and white, and he does not have to rely on what might be loosely termed the inherent jurisdiction of the court. A judge would be comforted by those words, although it may be pointed out that he may well have that power. Since it is in the other three expropriation acts, and since this is essentially an expropriation act, we suggest that power might be comforting to everybody.

Senator Lucier: You are not suggesting that we do not have that power as the bill is written?

[Traduction]

faut donc qu'un agent de la paix, un agent de la localité, par exemple, soit autorisé à prendre les mesures nécessaires contre cette forme d'opposition. Je sais que la Loi sur les chemins de fer n'est pas très populaire ici, mais un juge d'un tribunal de comté peut donner à un agent du tribunal un mandat, pour étouffer cette forme de résistance ou d'opposition, et donner à la compagnie la possession du terrain. La Loi de l'Ontario sur l'expropriation compte une disposition semblable. Et la loi fédérale aussi, je pense.

Mais nous croyons que nous serions tous avantagés—et je pense surtout à un avocat de la région qui connaît mal cette loi—si la loi stipulait clairement que l'Office a ce droit, qu'un agent de la paix peut donner à la compagnie possession d'un terrain; cela épargnerait à tout le monde beaucoup de temps, de frustrations et de difficultés.

Cet aspect a été discuté lors de notre réunion du 7 février 1979; on a alors parlé de l'enregistrement des droits de la société et de ce qu'ils avaient, mais on ne semble pas avoir abordé l'accès au terrain. Nous sommes d'avis que vous devriez songer à formuler une disposition particulière qui autoriserait un agent de la paix à supprimer toute résistance à un accès déjà autorisé.

Le sénateur Lucier: Je ne comprends pas. N'y sont-ils pas déjà autorisés pas la Loi?

Le président: Si vous avez une ordonnance de l'Office national de l'énergie qui vous donne possession, est-ce que le shérif de la localité ne pourrait pas la faire respecter?

M. Smith: Comme M. Dunsmore l'a dit, dans au moins trois autres lois sur l'expropriation, on accorde l'autorité particulière à un juge; le juge sait que lorsqu'il est en cour, il a cette autorité. Nous croyons que tout cela est un peu vague si vous êtes un juge de la Cour supérieure et qu'une société pétrolière vient vous dire: «Il y a quelqu'un qui nous attend avec des chiens ou un fusil de chasse»; le juge demande: «Est-ce que je possède l'autorité nécessaire pour vous donner accès à ce terrain?» Tout serait plus simple si la société pouvait simplement indiquer l'article pertinent et dire «Voici votre autorité.» Les juges ont besoins d'une autorité; ils veulent savoir quels sont leurs pouvoirs. Leurs pouvoirs leurs sont accordés par les législateurs, et seulement les législateurs, et ils sont rassurés lorsqu'ils savent quels sont exactement leurs pouvoirs.

Bien qu'un juge pensera peut-être qu'il peut permettre à la société du pipe-line de prendre possession du terrain, ou au moins d'ordonner à un shérif de la localité de se rendre avec ses adjoints à ce terrain et de supprimer la résistance, il est rassuré que tout est écrit noir sur blanc, et qu'il n'a pas à se fier à ce qu'on pourrait appeler la juridiction inhérente de la Cour. Un juge serait rassuré par ces mots, bien qu'on pourrait lui indiquer qu'il a quand même ce pouvoir. Puisque cet élément se trouve dans les trois autres lois sur l'expropriation, et que la loi qui nous occupe actuellement est essentiellement une loi sur l'expropriation, nous suggérons qu'y inclure ce pouvoir, cette autorité pourrait rassurer tout le monde.

Le sénateur Lucier: Vous ne suggérez tout de même pas que nous n'avons pas ce pouvoir aux termes du libellé actuel?

[Text]

Mr. Smith: I am saying it is a little vague at the moment. I am not certain a judge would have that power. He would be comforted by the fact that it was in black and white. Whether or not that is in his inherent jurisdiction I am not certain. Right now the only order in existence is a board order directed to the company to enter the lands. There is no order in existence to a sheriff saying to the local sheriff, "You go and put down the resistance." That is specifically spelled out in the other expropriation statutes.

Senator Lucier: I am trying to think of this in terms of the north, and I am not really clear where I'm going. I just have a problem.

Senator Adams: The RCMP.

Senator Lucier: The RCMP or whoever. You would be putting the RCMP in a strange situation. You are dealing with large tracts of crown land controlled by the federal government and owned, supposedly, by the federal government, but you are also dealing with a group of people who are in fact recognized as having aboriginal rights, and their interpretation of aboriginal rights is that they own all that land. I am trying to think what would happen in a situation where they decided that you are not going to have a right of way on that land. The government can say that it is crown land, and that's fine, but these people also have aboriginal rights which say it is their land, because they have never negotiated it away; they have never signed treaties and they have never negotiated any of it away.

Mr. Smith: Just off the top of my head, that is a subject that does not seem to have been considered in any of these expropriation statutes. I don't know whether that is considered in the federal Expropriation Act or not.

Senator Lucier: It might be a good time to consider it, because there are a lot of problems.

Mr. Smith: I just don't know. For example, I don't know if there is a local sheriff in Norman Wells.

Senator Lucier: There is a local sheriff in the Yukon. There would be an RCMP officer in Norman Wells who would act as the local sheriff.

Mr. Smith: Normally you would not have an order directed to the local police force, for example, the Ontario Provincial Police and that kind of thing. It is not a police job in this circumstance to go out and put down resistance; that job is usually reserved to a sheriff, who is in a different capacity.

Senator Lucier: The point I am trying to make is that when you get into remote communities the RCMP take on many responsibilities that are not normally theirs. I would think this is just another one that would be part of their agreement with the Territories. The Territories, like the Yukon, come under the Minister of Justice in Ottawa.

Mr. Smith: There may be a hole some place. It is obviously something to consider.

[Traduction]

M. Smith: Je dis que tout cela est un peu vague en ce moment. Je ne suis pas certain qu'un juge aurait ce pouvoir. Il serait rassuré si ce pouvoir lui était accordé par écrit. Mais je ne suis pas persuadé que cela fasse partie de sa juridiction inhérente. Actuellement, la seule ordonnance dont on parle est celle que l'Office adresse à la société lui permettant d'entrer sur le terrain. Il n'y a pas d'ordonnance adressée à un sheriff et lui disant: «allez là-bas supprimer cette résistance.» Mais cette ordonnance est clairement établie dans les autres statuts sur l'expropriation.

Le sénateur Lucier: J'essaie de rapprocher cette histoire à la situation dans le Nord, et je ne suis pas tout à fait certain de ma position. J'ai simplement un problème.

Le sénateur Adams: La GRC.

Le sénateur Lucier: La GRC ou quelqu'un d'autre. Vous placeriez la GRC dans une position étrange. Il s'agit de larges étendues de terres de la Couronne contrôlées par le gouvernement fédéral et je suppose en appartenant, également mais il y a également un groupe de personnes qui ont des droits aborigènes, et leur interprétation des droits aborigènes est qu'elles possèdent tout ce terrain. J'essaie d'imaginer ce qui se passerait dans une situation où ces personnes auraient décidé que vous n'aviez pas droit d'accès à ce terrain. Le gouvernement peut dire qu'il s'agit d'une terre de la Couronne, c'est bien beau, mais ces personnes ont également des droits aborigènes selon lesquels il s'agit de leur terrain, parce qu'ils n'ont jamais cédé ce terrain; ils n'ont jamais signé de traité et n'ont jamais cédé leur terrain au gouvernement.

M. Smith: Mais il me semble que ce sujet n'a pas été étudié dans ces statuts sur l'expropriation. Je ne sais pas si on l'aborde ou non dans la Loi fédérale sur les expropriations.

Le sénateur Lucier: Il serait peut-être temps de l'étudier, parce qu'il y a de nombreux problèmes.

M. Smith: Je ne sais pas. Par exemple, je ne sais même pas s'il y a un shérif dans la localité de Norman Wells.

Le sénateur Lucier: Il y a un shérif au Yukon. Il y aurait un représentant de la GRC à Norman Wells qui pourrait faire office de shérif.

M. Smith: Normalement, il n'y aurait pas une ordonnance s'adressant à la police locale, par exemple, la police provinciale de l'Ontario et ce genre de chose. Ce n'est pas à la police dans ces circonstances d'aller et d'essayer de supprimer la résistance; ce genre de choses est habituellement réservé à un shérif, dont les fonctions sont différentes.

Le sénateur Lucier: J'essaie simplement de dire que lorsque vous vous trouvez dans des collectivités éloignées, la GRC assume un bon nombre de responsabilités qui ne sont pas normalement les leurs. Je pense que ce serait là simplement une autre tâche qui ferait partie de leur entente avec les Territoires. Les Territoires, comme le Yukon, relèvent du Ministre de la Justice à Ottawa.

M. Smith: Il doit y avoir une échappatoire quelque part. C'est certainement une chose que nous devons étudier.

[Text]

Mr. Dunsmore: Perhaps I might develop something Mr. Calder said earlier this morning. This act will, in effect, become the manual by which people will interpret and run land acquisition programs in the future. Our purpose in putting this forward was that we thought it would simplify the operation for people who would have to be involved in making this interpretation; it would save time and clarify the whole situation, because it does not seem to be particularly clear at the moment. Other expropriation acts do seem to specify it.

The Chairman: Next we have residual value.

Mr. Dunsmore: This relates to section 75.19(1) of Bill C-60. The terms of reference which are specifically listed for an arbitration committee make no reference to residual value. It is fundamental that residual value be determined in arriving at compensation, particularly in determining loss of use. Chief Justice Pickup of Ontario, in an Interprovincial case, stated:

The proper approach to valuation of the easement was first to find the value to the owner of the fee simple at the date of expropriation, then find the residual value in the 60 ft. strip after expropriation, and by deducting the latter from the former arrive at the value to the owner of the easement taken.

We have quoted some of the current cases, the most recent of which was in November, 1980. Residual value will also become material to negotiations for annual rental at a time when agricultural productivity will have returned to normal.

Our suggestion is that a new subsection be inserted as follows:

... the residual value of the lands taken by the company.

Also, in section 74(2)(a) and (b) we suggest additional wording:

... such periodic payments to reflect the residual value of the land to other uses.

We think that is an additional tool, if you like, that the arbitration committee would find useful in determining the proper compensation.

Mr. Smith: We simply point out that to this date the courts of this country have used that concept; it is a concept that has been discussed in the courts and approved by the courts. If the committee and the legislators want continuity from case law, that can be achieved by including this, because it is a concept now known. If the committee does not want the concept to be continued, then the legislators will eliminate it. We simply point out that for the last 25 years the courts have used the concept.

Mr. Dunsmore: I might add in passing here that it was, I think, Mr. Bell who on Tuesday was concerned about market value at the time of taking. The way we interpret it, market value five years down the pipe would be the considering factor, not the market value, as in the definition, at the time of taking. I am sure that has been picked up.

[Traduction]

M. Dunsmore: Peut-être pourrais-je reprendre une idée présentée par Monsieur Calder un peu plus tôt ce matin. Cette Loi deviendra le manuel dont les gens se serviront pour interpréter et mettre en œuvre des programmes d'acquisition de territoires à l'avenir. Nous avons présenté ce bill parce que nous croyions qu'il simplifierait la tâche aux personnes touchées par cette interprétation; cela permettrait d'épargner du temps et clarifierait tout à établir la situation, parce qu'elle ne semble pas particulièrement claire en ce moment. Les autres lois sur l'expropriation semblent préciser cet aspect.

Le président: Il y a ensuite la valeur résiduelle.

M. Dunsmore: Cela concerne l'alinéa 75.19(1) du bill C-60. Le mandat qui est donné à un comité d'arbitrage ne parle pas de valeur résiduelle. Il est essentiel que la valeur résiduelle soit déterminée lorsqu'on veut établir une indemnité, particulièrement lorsqu'on vient à établir la perte de la jouissance. Le juge en chef Pickup de l'Ontario, a déclaré lors d'une affaire interprovinciale:

L'attitude appropriée en ce qui a trait à l'évaluation de l'emprise était tout d'abord de découvrir la valeur pour le propriétaire de la propriété inconditionnelle à la date de l'expropriation, puis de déterminer la valeur résiduelle de la bande de 60 pieds après l'expropriation, et après avoir soustrait le dernier chiffre du premier, arriver à la valeur pour le propriétaire de l'emprise.

Nous avons cité certains des cas actuels, le plus récent s'étant déroulé en novembre 1980. La valeur résiduelle deviendra également importante lors des négociations pour la location annuelle à une époque où la productivité agricole sera revenue au niveau normal.

Nous suggérons que le nouvel alinéa suivant soit inséré:

... la valeur résiduelle des terres acquises par la société.

Également, aux alinéas 74(2)(a) et b) nous suggérons d'ajouter le passage suivant:

... des versements périodiques reflétant la valeur résiduelle du terrain pour d'autres utilisations.

Nous croyons que c'est un moyen supplémentaire, si vous le préférez, que le comité d'arbitrage trouverait utile pour établir l'indemnité appropriée.

M. Smith: Nous signalons simplement que les tribunaux de ce pays ont fait appel à ce concept; c'est un concept qui a été débattu devant les tribunaux et approuvé par eux. Si le comité et les législateurs veulent une certaine continuité entre les divers cas amenés devant les tribunaux, on peut y arriver en insérant cet alinéa, parce que c'est un concept qui est maintenant reconnu. Si le comité ne veut pas que ce concept soit maintenu et utilisé, les législateurs devront donc le faire disparaître. Nous désirons simplement signaler que les tribunaux y ont eu recours au cours des 25 dernières années.

M. Dunsmore: Je pourrais ajouter en passant que c'était, je crois, M. Bell qui, mardi dernier, s'inquiétait de la valeur marchande au moment de l'acquisition. Selon nous, la valeur marchande cinq ans après l'acquisition serait un facteur important, mais non pas la valeur marchande comme dans la

[Text]

The Chairman: Now, acquisition of lands.

Mr. Dunsmore: This relates to section 75(2). This section requires that a notice setting out the requirements of section 75(1) be served on each owner before any land acquisition program can start. Our understanding of this section is that if the company can meet the requirements of section 74 and 75(1), field contracts may be undertaken to acquire the right of way. However, the last part of section 29.3(1) would seem to put restrictions on the company's endeavours to work in the field. You will notice that on the left-hand side we have inserted the sections of the act, and the bottom few lines say:

... the best possible detailed route of the pipeline and the most appropriate methods and timing of acquiring lands and of constructing the pipeline.

That section, section 29.3(1), stands there by itself, and we think it in a sense negates the company position of being able to fulfil the requirements of section 75(1) and then go and do their field work. We think that should be clarified.

The Chairman: We have that flagged.

Mr. Dunsmore: It was mentioned by Mr. Calder. We seem to have covered the owners of lands and interested persons already. There is perhaps one point. Under section 29.1(3), "A person who anticipates that his lands may be adversely affected by the proposed detailed route" may file a notice of opposition to the proposed detailed route of the pipeline. Our recommendation is that the word "person" be changed to "owner."

Senator Lucier: I am trying to relate this to problems in the north. The concept of ownership of native people is not the same as yours or mine. To you an ownership is a piece of pipe; that is what you own. To them ownership is the fact that they have been there for 30,000 years; they were using that land long before we showed up. That is their concept of ownership. I am just wondering about changing "person" to "owner". As it is now, I think "person" would mean that any person of native ancestry who feels he has aboriginal rights has a right to lodge a protest. If it is changed to "owner," with your interpretation of "owner" that may not be the case.

The Chairman: I don't think that is so, Senator Lucier, because an owner is described as being anyone having an interest in the land. It is in the act.

Mr. Alan R. Macdonald, Counsel, Law Branch, National Energy Board: Again it is section 73(2).

[Traduction]

définition, au moment de l'acquisition. Je suis persuadé qu'on s'en est rendu compte.

Le président: Passons maintenant à l'acquisition des terrains.

M. Dunsmore: Ceci se rapporte au paragraphe 75(2). Ce paragraphe stipule qu'un avis établissant les critères énoncés au paragraphe 75(1) doit être envoyé à chaque propriétaire avant d'entreprendre un programme d'acquisition de terrain. Selon nous cet article dit que si la société répond aux exigences et aux critères établis à l'article 74 et au paragraphe 75(1), les contrats de sondage peuvent être mis à exécution en vue de l'acquisition du droit d'accès. Toutefois, la dernière partie du paragraphe 29.3(1) semble établir des restrictions pour les entreprises de la société qui désire travailler ainsi. Vous remarquerez que nous avons inséré à la gauche les articles de la loi et ce passage stipule:

... est le meilleur tracé détaillé possible pour le pipe-line et les méthodes et moments qui conviennent le mieux pour l'acquisition des terrains et la construction du pipe-line.

Ce paragraphe, le paragraphe 29.3(1) est isolé et selon nous fait en quelque sorte obstacle à la position de la société qui serait en mesure de répondre aux exigences du paragraphe 75(1) et procéder ensuite au sondage. Nous pensons simplement qu'il y aurait lieu de clarifier cet aspect.

Le président: Nous en avons pris note.

M. Dunsmore: M. Calder en avait déjà parlé. Nous semblons avoir déjà étudié la position des propriétaires des terrains et les personnes intéressées. Il y a peut-être un autre point. Conformément au paragraphe 29.1(3), «une personne qui estime que le tracé détaillé projeté d'un pipe-line peut être nuisible à ses terrains» peut faire parvenir une déclaration de son opposition au tracé détaillé projeté pour le pipe-line. Nous recommandons que le mot «personne» soit remplacé par «propriétaire.»

Le sénateur Lucier: J'essaie de rattacher cet élément aux problèmes que nous connaissons dans le Nord. Le concept de la propriété pour les autochtones n'est pas le même que le vôtre ou le mien. Pour vous la propriété c'est un morceau de tuyau; c'est ce qui vous appartient. Pour eux la propriété c'est le fait qu'ils sont là depuis 30 000 ans; ils se servaient de ces terrains bien avant que nous n'apparaissions. C'est leur concept de la propriété. Je me demande simplement si l'on ne devrait pas remplacer «personne» par «propriétaire». Je crois que, dans ce contexte, «personne» voudrait dire toute personne d'origine autochtone qui juge avoir des droits aborigènes peut présenter une protestation. Si on remplace ce mot par «propriétaire», étant donné votre interprétation du mot propriétaire, cela ne serait peut-être plus le cas.

Le président: Je ne crois pas que cela soit exact, sénateur Lucier, parce que conformément à la loi un propriétaire est toute personne qui a un intérêt dans le terrain.

M. Alan R. Macdonald, avocat-conseil, Direction du contentieux, Office national de l'énergie: Encore une fois, ceci se rattache au paragraphe 73(2).

[Text]

Senator Lucier: In that case, what is to be gained by changing it from "person" to "owner"?

The Chairman: I don't know why the word "person" was used.

Mr. Macdonald: It has been pointed out to me that section 73(2) is limited in its application to sections 74 to 75.29. It does not apply to the earlier part of the bill, dealing with approval of the detailed route, so there may be a problem there that we had not noticed.

The Chairman: The point is well taken. I stand corrected. The word "person" is correct.

Senator Adams: Can somebody living out on the land who is trapping, fishing and doing things like that own the property?

The Chairman: That was our concept of anyone having an interest.

Mr. Macdonald: I think that will still be the case under section 29 as it stands, because the subsection refers to "A person who anticipates that his lands may be adversely affected," and later it says he has to submit "a written statement setting forth the nature of his interest in those lands," so it is very similar to the wording of section 64. I think it would be the same in effect.

The Chairman: You set forth your interest in the lands. That would be your interest, and you would have all the rights of an owner. Is that right, Mr. Macdonald?

Mr. Macdonald: I believe so.

The Chairman: We will have to check that.

Senator Adams: With respect to Baker Lake, about a year ago a matter was taken to court on a strait land freeze and they lost. It was slowed down, because there was a caribou herd round there. Exploration was going on; they took it to court but the judge stopped it; they lost in court. Under Bill C-60 affected people can take the matter to court.

The Chairman: They took it to court and lost, but under a different act. He would now have the right to go to the National Energy Board and say "You have damaged my hunting area" and ask the board to set the arbitration procedure in motion. They did that but lost the case, under a different act.

Senator Doody: They didn't have this act.

The Chairman: Is that all, gentlemen?

Mr. Dunsmore: Yes, Mr. Chairman.

The Chairman: Thank you very much.

Mr. Dunsmore: Thank you.

Le président: Maintenant, nous avons les représentants de Gazoduc Trans Québec et Maritimes Incorporé. Les témoins sont M. Barry W. Ritcey, vice-président, exploitation, M.

[Traduction]

Le sénateur Lucier: Dans ce cas, quel avantage y a-t-il de remplacer «personne» par «propriétaire»?

Le président: Je ne sais pas pourquoi on s'est servi du mot «personne».

M. Macdonald: On m'a signalé que le paragraphe 73(2) a une application qui est limitée aux articles 74 à 75.29. Il ne s'applique pas à la partie précédente du projet de loi qui traite de l'acceptation du tracé détaillé; il pourrait donc y avoir un problème qu'on n'avait pas remarqué.

Le président: J'en prends note. Je me suis trompé. Le mot «personne» est bon.

Le sénateur Adams: Une personne qui vit sur ces terres où elle pratique le piégeage, la pêche et autres genre peut-elle posséder le terrain?

Le président: C'est à cela qu'on pensait quand on parlait de quelqu'un qui avait un intérêt.

M. Macdonald: Je crois qu'il en sera toujours ainsi dans le cadre de l'article 29 tel qu'il est rédigé, parce que l'alinéa stipule: «une personne qui estime que le tracé détaillé projeté pour un pipe-line peut être nuisible à ses terrains», et plus loin on dit qu'il doit présenter «une déclaration écrite indiquant la nature de son intérêt en ce qui concerne ces terres»; c'est donc, très semblable au libellé de l'article 64. Je crois qu'il s'agit du même.

Le président: Vous indiquez votre intérêt en ce qui concerne les terres. Cela serait votre intérêt, et vous auriez tous les droits d'un propriétaire. Est-ce exact, monsieur Macdonald?

M. Macdonald: Je crois que oui.

Le président: Nous devons vérifier.

Le sénateur Adams: En ce qui a trait à Baker Lake, il y a environ un an les tribunaux ont été saisis d'une affaire qui avait trait à un simple gel des terrains et ils ont perdu. Cela a été ralenti parce qu'il y avait un troupeau de caribous dans les environs. L'exploration était en marche; et ils ont amené l'affaire devant les tribunaux mais le juge a arrêté les travaux; ils ont perdu devant les tribunaux. Aux termes du bill C-60, les personnes touchées peuvent amener l'affaire devant les tribunaux.

Le président: Ils ont amené l'affaire devant les tribunaux et ils ont perdu, mais aux termes d'une loi différente. Il pourrait maintenant s'adresser à l'Office national de l'énergie et dire «Vous avez endommagé mon terrain de chasse» et demander à l'Office de mettre en marche les procédures d'arbitrage. C'est ce qu'ils ont fait mais ils ont perdu aux termes d'une autre loi.

Le sénateur Doody: Ils n'avaient pas la présente Loi à ce moment là.

Le président: Est-ce tout messieurs?

M. Dunsmore: Oui, monsieur le président.

Le président: Merci beaucoup.

M. Dunsmore: Je vous remercie.

Le président: We have now representatives from Trans Quebec and Maritimes Pipeline Inc. The witnesses are Mr. Barry W. Ritcey, Vice-President, Operations, Mr. Marc G.

[Text]

Marc G. Fortier, vice-président, affaires juridiques et réglementation, et M. Louis Leclerc, conseiller juridique. Le premier témoin sera M. Marc Fortier.

Mr. Marc G. Fortier, Vice-President, Legal and Regulatory Affairs, Trans Quebec & Maritimes Pipeline Inc.: Thank you, Mr. Chairman. Honourable senators, we will make our presentation in English, but if some senators wish to address questions in French we shall be pleased to answer in either official language.

We have a written presentation in which you will find a blue sheet insert which outlines the contents of the presentation. The blue folder is only a back-up document, which consists of the compensation package that TQM is presently offering to landowners. It will have some relationship to Bill C-60, as I will explain later. Briefly, we have extended to present landowners the retroactive right to some of the features of Bill C-60 if and when enacted.

Mr. Chairman and honourable senators, we wish to thank you for the opportunity given to us to put forward our view before this special committee of the Senate, whose mandate is to pre-study Bill C-60, which deals primarily with right of way acquisition procedures for pipeline construction and operation.

Trans Quebec & Maritimes Pipeline believes it has a special and unique position to present. First, the commencement of our initial construction is imminent and cannot tolerate any delay. Secondly, we are proceeding in Quebec under provincial legislation unique in Canada.

Trans Quebec & Maritimes is a federally incorporated company jointly owned by TransCanada PipeLines and Q&M Pipe Lines. Its proposed system you can see by looking at the map included as the last page of the folder. The solid red line shows the facilities presently certificated by the National Energy Board by Certificate GC-64, which covers St-Lazare, Quebec, to Boisbriand, Quebec, and then eastward to Lévis/Lauzon, Quebec, including all laterals and sublaterals, as certificated by Certificate GC-65. The rest of the line, shown in the dotted line, is the system applied for, which is presently the subject of a hearing before the National Energy Board in our maritime application.

I would like to give a brief historical outline of the status of our project.

In rendering its reason for decision on GC-65 in April of 1980 the board recognized the importance of local concerns with respect to routing. Pursuant to TransCanada's recognition of this situation during the hearings, the board directed the company to undertake additional studies and negotiations to accommodate these concerns. I have explained that TQM is a wholly owned company involved. At this stage, TQM had been operating under TransCanada's certificates, only for technical legal reasons.

[Traduction]

Fortier, Vice-President, Legal and Regulatory Affairs, and Mr. Louis Leclerc, Legal Adviser. Mr. Marc Fortier will take the floor first.

M. Marc G. Fortier, vice-président, Affaires juridiques et réglementation, Gazoduc Trans Quebec et maritimes incorporé: Merci, monsieur le président. Honorables sénateurs, nous présenterons notre mémoire en anglais, mais si certains sénateurs désirent nous poser des questions en français, nous serons heureux d'y répondre dans l'une ou l'autre des deux langues officielles.

Nous avons un mémoire écrit dans lequel vous trouverez insérée une feuille bleue qui donne un aperçu du contenu du mémoire. La chemise bleue n'est qu'un document d'appoint qui contient l'ensemble des indemnités que TQM offre actuellement aux propriétaires fonciers. Comme je l'expliquerai plus tard, il existe un certain lien entre ce document et le Bill C-60. En bref, nous accordons aux propriétaires fonciers actuels, un droit rétroactif à certains des avantages du Bill C-60, s'il est adopté.

Monsieur le président, honorables sénateurs, nous désirons vous remercier de nous avoir offert la possibilité d'exposer nos opinions devant ce Comité spécial du Sénat, dont le mandat est d'entreprendre une étude préalable du Bill C-60, qui traite principalement des procédures d'acquisition des droits d'accès pour la construction et l'exploitation de pipe-lines.

La Trans Quebec and Maritimes est d'avis qu'elle occupe une position spéciale et unique. Tout d'abord, nous entreprendrons très bientôt les travaux de construction, c'est donc dire que nous ne pouvons nous permettre de retards à l'échéancier. Deuxièmement, nous travaillons au Québec aux termes d'une loi provinciale unique au Canada.

Le gazoduc Trans Québec et Maritimes est une société constituée en corporation au niveau fédéral qui appartient conjointement à TransCanada PipeLines et Q&M Pipe Lines. Vous pouvez avoir un aperçu du système proposé en étudiant la carte qui se trouve à la dernière page du dossier. La ligne rouge indique les installations pour lesquelles l'Office national de l'énergie a déjà accordé des certificats, le certificat GC-64, pour le tronçon allant de Saint-Lazare à Boisbriand au Québec et, à l'est, jusqu'à Lévis/Lauzon, Québec, y compris tous les raccordements latéraux et les raccordements sous-latéraux tels que précisés par le certificat GC-65. Le reste de la canalisation, indiquée en pointillés, représente le réseau pour lequel on a présenté des demandes, et qui font actuellement l'objet d'une audience devant l'Office national de l'énergie pour le secteur maritime.

J'aimerais vous donner un bref aperçu historique de notre projet.

En annonçant les raisons qui ont motivé la décision rendue sur le GC-65 en avril 1980, l'Office a reconnu l'importance des préoccupations locales en ce qui a trait au tracé. À la suite de la reconnaissance de cette situation par Trans Canada lors des audiences, l'Office a ordonné à la société d'entreprendre des études et des négociations supplémentaires afin de faire droit à ces préoccupations. J'ai déjà indiqué que TQM est une société à part entière. Jusqu'à ce moment-là, TQM a été exploitée en

[Text]

The board showed consideration for the concerns of the Union des Producteurs Agricoles, representing the 42,000 farmers of Quebec, and of the Bureau des Audiences Publiques sur l'Environnement, a Quebec governmental agency which conducted information sessions and public hearings in all the areas of Quebec affected by the pipeline.

TQM also conducted intensive consultations and negotiations with the various Quebec groups interested in agriculture, environment and land use along the pipeline route up to Three Rivers. This pipeline section is the subject of the current 1981 construction program.

As well in Quebec, an interministerial committee was formed last year with a mandate to reconcile the views of all interested parties on this segment of the pipeline, TQM proceeded to seek approval of the Quebec agencies dealing with agricultural land protection and with the environment, namely the Commission de Protection du Territoire Agricole and the Ministry of Environment. Public hearings were held by the CPTA. Close liaison was established with the Union des Producteurs Agricoles and the representatives of the Ministry of Agriculture. The CPTA rendered its decision on the main line route and the approval of the location of the laterals, and the Ministry of Environment of Quebec did likewise.

After the company obtained such approvals from Quebec local authorities, it filed with the National Energy Board a route deviation report under GC-64 for the portion extending between St-Lazare and Boisbriand. We obtained approval from the board just last week of this revised route, which, as I mentioned earlier, took into account the agricultural and environmental views of local interested persons and local authorities.

The filing of the plan, profile and book of reference for the section covered by GC-64 was completed on March 13, 1981, and approval is expected shortly. We also expect to file the plan, profile and book of reference for the section of GC-65 from St-Lazare to Trois-Rivières by early May.

TQM has already prepared and formalized a detailed compensation package which it offers to landowners for the acquisition of a servitude on their property. This compensation package, a copy of which has been given to you this morning, has been negotiated and agreed upon with the Union des Producteurs Agricoles. In many instances, it literally is even more generous than the proposed law would require. It incorporates all the requirements of Bill C-60, except for the different rate of interest and the absence of a provision for an option of annual or periodic payments, which features the company has undertaken. When Bill C-60 comes into force the company would extend the features of periodic payments and assigned rate of interest on a retroactive basis to all those

[Traduction]

fonction de certificats accordés à Trans Canada, mais seulement pour des raisons d'ordre technique et juridique.

L'Office a tenu compte des préoccupations de l'Union des Producteurs agricoles qui représente les 42,000 agriculteurs du Québec, et de celles du bureau des audiences publiques sur l'environnement, qui est un organisme gouvernemental québécois qui a tenu des sessions d'information et des audiences publiques dans toutes les régions du Québec touchées par le pipe-line.

TQM a également mené des consultations et des négociations intensives auprès des groupes québécois intéressés du secteur de l'agriculture, de l'environnement et de l'utilisation de terrains le long du tracé que doit suivre le pipe-line jusqu'à Trois-Rivière. Ce tronçon fait l'objet du programme de construction actuel de 1981.

Également au Québec, un Comité interministériel a été mis sur pied l'année dernière et a reçu le mandat de réconcilier les opinions de toutes les parties intéressées par ce tronçon du pipe-line, TQM a cherché à obtenir l'approbation des organismes québécois s'occupant de la protection des terres agricoles et ceux qui s'intéressent à l'environnement, notamment la Commission de protection du territoire agricole et le ministère de l'Environnement. Les audiences publiques ont été tenues par la CPTA. Une liaison étroite a été établie avec l'Union des Producteurs agricoles et les représentants du Ministère de l'Agriculture. La CPTA a prononcé sa décision sur le tracé principale du tronçon et l'approbation de l'emplacement des raccordements latéraux, et le Ministère de l'Environnement du Québec a agi dans le même sens.

Après que la Société eut obtenu l'approbation des autorités locales du Québec, elle a présenté à l'Office national de l'Énergie un rapport de déviation de tracé aux termes du GC-64 pour le tronçon allant de St-Lazare à Boisbriand. Nous avons reçu l'approbation de l'Office concernant ce tracé révisé, la semaine dernière; comme je le mentionnais plus haut, il s'agit d'un nouveau tracé qui tient compte des intérêts et des désirs, des personnes intéressées et des autorités locales en matière d'agriculture et d'environnement.

La déposition du plan, profil et livre de renvoi pour le tronçon de l'ordonnance GC-64 était faite le 13 mars 1981 et nous attendons de recevoir sous peu l'approbation. Nous pensons déposer le plan, le profil et le livre de renvoi du tronçon GC-65, de St-Lazare à Trois-Rivières au début du mois de mai.

La TQM a déjà préparé un ensemble de mesures d'indemnisation garanties aux propriétaires en échange d'une servitude. Cet ensemble de mesures d'indemnisation, dont vous avez reçu une copie ce matin, a été négocié et approuvé par l'Union des producteurs agricoles. Dans bien des cas, ces mesures sont plus généreuses que ce que le projet de loi exigerait. Il satisfait à toutes les exigences du bill C-60, si ce n'est le taux d'intérêt différent et l'absence de dispositions concernant un choix entre des paiements annuels ou périodiques, que la compagnie a d'ailleurs prévu d'étudier. Lorsque le bill C-60 entrera en vigueur, la compagnie étendra à tous les propriétaires avec lequel elle a passé un accord les dispositions, avec effet

[Text]

landowners with whom the company has already reached an agreement.

I draw your attention to the blue folder. The first letter you see there has already been sent to all landowners with whom the company has reached an agreement, and it confirms that the company extends the retroactive right to those landowners to benefit from the same options and features I have mentioned which will be in force when Bill C-60 is enacted. I should mention that this letter is sent to people with whom we had agreements as far back as a year ago, when TransCanada PipeLines had reached agreement with some of the landowners before it postponed its project for a year.

The main features of this compensation package include an option and an explanatory document outlining the company's undertakings towards the landowners, which include single line installation, protection of drainage system, provision for damages both present and future, compensation for inconvenience and loss of time, arbitration mechanisms, payment of assessors' fees, hold harmless clause, payment of interest on sums outstanding, and a non-refundable payment of 10 per cent of the cost of servitude.

I will now ask my colleague, Mr. Ritcey, Vice-President, Operations, who is in charge of land acquisition, to speak to some of the practical effects of Bill C-60 on TQM's project.

Mr. Barry W. Ritcey, Vice-President, Operations, Trans Quebec & Maritimes Pipeline Inc.: Honourable senators, as illustrated by our company's innovative compensation package offered to the landowners, and its participation into extensive discussions and negotiations on route location for the pipeline, TQM fully agrees with the objectives of Bill C-60. These objectives are perceived to be twofold: to ensure fair and expedient compensation for the landowners for the use of their lands and for the ensuing damages, and to permit them to voice their concern on the choice of the route. Nonetheless, TQM wishes to take the opportunity afforded here to express its particular concern essentially encompassing the timing, the procedures and certain matters of legal implications in the application of this bill.

Due to TQM's unique situation when its 1981 program is in midstream, we believe that particular relief should be envisaged to avoid the immediate enactment of the bill in its present form jeopardizing this year's construction schedule. We believe it is equally important to ensure that there is no hiatus between the moment the bill is enacted and the time that proper regulation is adopted and regulatory mechanisms are set up to ensure timely application of the new legislation.

On the other hand, we wish to make some comments and suggestions of a more permanent nature to ensure a harmonious application of Bill C-60 in line with the above-mentioned objectives. Our comments will therefore be divided into the

[Traduction]

rétroactif, concernant les versements périodiques et le taux d'intérêt fixé.

J'ai attiré votre attention sur le dépliant bleu. La première lettre que vous pouvez lire a déjà été envoyée à tous les propriétaires avec lesquels la compagnie a passé accord, et elle stipule que la compagnie étendra rétroactivement à ces propriétaires le bénéfice des options et des dispositions du bill C-60 que j'ai mentionnées, lorsque la loi sera adoptée. Je dois signaler que cette lettre a été envoyée à tous ceux avec lesquels nous avons passé un accord, il y a un an déjà, alors que le TransCanada PipeLines s'était déjà entendue avec les propriétaires; l'exécution du projet a été ensuite reportée d'une année.

Dans cet envoi on trouve une option, et un document explicatif décrivant pour l'essentiel les propositions de la compagnie et ses engagements vis-à-vis des propriétaires, notamment la pose d'une seule canalisation, le maintien du système de drainage et d'écoulement des eaux, une disposition concernant les dommages présents et futurs possibles, une indemnité concernant la perte de temps et le manque à gagner, des mécanismes d'arbitrage, le versement des honoraires d'un expert et d'un intérêt pour toute somme à percevoir, ainsi qu'un versement non remboursable de 10 p. 100 du prix de la servitude.

Je demanderai maintenant à mon collègue M. Ritcey, vice-président, et directeur des opérations, responsable des acquisitions de terrains, de commenter certains effets possibles du bill C-60 sur le projet T.Q.M.

M. Barry W. Ritcey, vice-président, directeur des opérations, Trans Quebec & Maritimes Pipeline Inc.: Honorables sénateurs, la compagnie approuve totalement les objectifs du bill C-60, comme l'illustrent d'ailleurs l'ensemble de mesures d'indemnisation dont bénéficieront les propriétaires et la participation de notre compagnie à des discussions approfondies et à des négociations concernant le tracé du pipe-line. Les objectifs du bill se répartissent en deux groupes. Il s'agit de garantir une indemnisation juste et rapide des propriétaires dont on utilise les terrains, et qui subissent certains dommages, et d'autre part de permettre à ces propriétaires de faire connaître leurs observations sur le tracé du pipe-line. Nous désirons toutefois nous saisir de cette chance pour faire connaître un certain nombre de préoccupations concernant les délais, les procédures et certaines questions juridiques relatives à l'application du bill.

Vu la position unique de la T.Q.M. et l'état d'avancement de son programme pour 1981, nous pensons que l'on devrait envisager un certain délai supplémentaire pour éviter que le bill, s'il était adopté immédiatement dans sa forme actuelle, ne vienne complètement désorganiser notre calendrier de construction de cette année. Nous pensons qu'il est également important de garantir que la transition se fasse sans heurt entre le moment de l'adoption du bill et le moment où des mécanismes réglementaires seront prévus pour veiller à ce que le nouveau texte de loi soit appliqué.

Par ailleurs, nous désirons énumérer quelques recommandations et faire quelques observations générales, afin de veiller à ce que l'application du bill C-60 puisse se faire sans difficulté et qu'elle respecte les objectifs susmentionnés. Nos observations

[Text]

two following separate sections: first, comments on timing of enactment; secondly, comments on the provisions of the bill.

First, let me comment on the impact on our 1981 construction program. As discussed above, the regulatory and legal procedures that are currently required before commencing construction of the initial phases of TQM's gas transportation system are near completion. Of these procedures, the approval of the plan, profile and book of reference is of significant importance, since it initiates the procedures to obtain right of entry on lands for construction.

As mentioned earlier, the plan is now filed for the pipeline route covered under NEB order GC-64. These plans include a line list which shows the status of negotiations with each landowner. TQM anticipates that for the GC-64 land optioning program, agreement will have been reached with all those willing to negotiate by mid-April. However, negotiation efforts will continue up to the final time of expropriation.

If Bill C-60 is assented to prior to approval of the plans, then under section 29.1 of the bill the board would be obligated to direct the company to serve notice on all landowners of its application for approval of the plan. The time required for approval and rights of entry for construction under the new law may total approximately 100 days for the following procedure: service of notice under section 29.1(a); publication of notice under section 29.1(1)(b); the thirty-day waiting period under section 29.1(2) and (3); assessment by the board of the oppositions that may appear; the determination by the board of a hearing date; time required to advise landowners formally of a hearing date; the hearings themselves, and finally a decision. To the above, totalling approximately sixty days, one may add the time required under section 75.26(2) to gain the right of entry to the land, which we estimate at approximately forty days.

The impact of the above procedure is best illustrated by the construction of the cross of the Lac des Deux Montagnes. For this portion of the pipeline all landowners directly affected have reached agreement with the company, and all regulatory requirements, except the final plan approval, have been met. Construction must commence by early April, with our dredging operations in the water by May 15, to meet the environmental constraints and to permit an in-service date of November 1 of this year. Immediate enactment of the bill could give rise to the possibility of third party intervention, resulting in a time delay for right of entry. In these conditions, construction would then be postponed to the spring of 1982.

With respect to regulation, similarly, the impact on those land pipeline facilities under GC-64 and GC-65 may be delayed if proper regulation is not adopted simultaneously with the enactment of the bill. As well, proper regulatory mech-

[Traduction]

se répartiront en deux groupes: D'abord nous étudierons les problèmes relatifs à l'adoption du bill; nous en commenterons ensuite les dispositions.

Laissez-moi d'abord parler de l'impact sur notre programme de construction de 1981. Nous l'avons déjà mentionné tout à l'heure, la phase initiale des consultations juridiques et des procédures réglementaires nécessaires avant la mise en chantier du réseau d'acheminement du gaz touche à sa fin. Parmi ces procédures, l'approbation du plan, du profil et du livre de renvoi revêt une importance particulière puisqu'elle permet ensuite d'obtenir le droit d'accès au terrain où la construction aura lieu.

Comme nous le disions tout à l'heure, le plan a été déposé et le tracé du pipe-line fait l'objet d'une ordonnance de l'ONE (GC-64). Ces plans comportant une liste où est reporté l'état d'avancement des négociations menées avec chaque propriétaire. La TQM prévoit que les négociations concernant les options sur les terrains, seront terminées dès la mi-avril, en ce qui concerne les propriétaires disposés à négocier. Toutefois, il faudra ensuite continuer jusqu'à la dernière phase des procédures d'expropriation.

Si le bill C-60 est adopté avant l'approbation des plans, le paragraphe 29.1 du bill obligerait l'Office à demander à la compagnie de faire parvenir à chaque propriétaire un avis signalant la déposition d'une demande d'approbation du plan. La nouvelle loi exigerait ensuite un délai de 100 jours avant que l'approbation ne soit obtenue, puis le droit d'accès pour la construction; en effet il faudrait: conformément à l'alinéa 29.1 (a) faire parvenir l'avis à tous les propriétaires, conformément à l'alinéa 29.1(1)(b) faire publier cet avis, et conformément au paragraphe 29.1(2)(3) satisfaire au délai de 30 jours prévu; l'Office doit ensuite prendre connaissance des oppositions, fixer des dates d'audiences, respecter les délais permettant d'aviser les propriétaires de la tenue de l'audience, tenir les audiences elles-mêmes, et finalement prendre une décision. Ces dernières activités nécessiteraient environ 60 jours, auxquels il faudrait ensuite ajouter, conformément au paragraphe 75.26(2) le délai nécessaire à l'obtention du droit d'accès, soit environ 40 jours.

On pourra se faire une idée des effets possibles de cette procédure décrite ici, en prenant l'exemple de la construction de l'embranchement du lac Des Deux Montagnes. Pour ce tronçon du pipe-line, tous les propriétaires concernés ont pu s'entendre avec la compagnie et, toutes les exigences réglementaires, mise à part l'approbation finale du plan, ont été respectées. La construction commencera au début du mois d'avril, les travaux de dragage vers le 15 mai, compte tenu des contraintes environnementales et afin de permettre une mise en service pour le premier novembre de cette année. Qu'on adopte le bill immédiatement, et des tiers intéressés pourraient intervenir, et allonger les délais avant que nous n'obtenions le droit d'accès. Dans ces conditions, la construction ne pourrait commencer avant le printemps 1982.

Si de plus les règlements appropriés ne sont pas mis en place dès l'adoption du bill, il en résulterait des délais supplémentaires en ce qui concerne les installations des canalisations des ordonnances GC-64 et GC-65. Il faut donc que des mesures

[Text]

anisms must be in place at the same time to ensure timely application of certain provisions of the bill, which involve notices and waiting periods. This can be illustrated by the necessity of establishing the arbitration committees and developing the mechanism for hearings, all of which are new responsibilities of the minister. Staffing, adoption of rules and procedures and all other necessary steps will be time consuming. Similarly, the board must establish their own rules and regulations for the new requirements under the law.

I should now like to make some comments on the provisions of the bill. First, route location, dealt with in sections 29.1 to 29.6. These sections grant to the landowners directly concerned, as well as other landowners who may be adversely affected, the right to voice their concerns on the location of the route. Under provincial legislation a pipeline company may be obligated to undergo similar procedures to obtain approval of the route location. For instance, in Quebec TQM must submit the route location to the Commission de Protection du Territoire Agricole, which is empowered to regulate the use of agricultural land in that province, and to the Bureau des Audiences Publiques sur l'Environnement, which has the mandate to consult the population and to report to the Minister of Environment before the certificate from the ministry can be issued. Both these agencies have conducted public hearings on TQM's project. It thus follows that in the province of Quebec, before addressing itself to the National Energy Board TQM will have undergone a procedure whereby the landowners have already been heard on the matter of route location. Therefore, in order to avoid duplication TQM would suggest that the board be granted the discretion under section 29.2(5) to exempt those sections of the pipeline from the necessity of holding these public hearings where it is satisfied that the landowners concerned by said portion have had an opportunity to express their concerns.

Mr. Fortier: Honourable senators, I will continue with respect to what we consider the legal uncertainties resulting from a reviewable compensation. We noted on reading the transcripts of previous sessions of this committee that this matter has been a recurring subject of discussion.

Bill C-60 introduces the concept of paying compensation over a given period of time by way of periodic instalments rather than by way of a lump sum payment. This concept is limited to the compensation for the acquisition of lands under section 74(2)(a), and to the awards of damages falling under the arbitration committee's jurisdiction, which is section 75.2(1)(a) and (b). The bill further introduces the notion that the periodic payments may be reviewed every five years, but only in the case of land acquisitions. I must say, this is our understanding of the law, but we realize that other intervenors have had a different interpretation of that. Some have mentioned that this five-year review would be applicable to damages as well, but this is not our reading of the legislation as it presently stands.

TQM has no difficulty with the concept of periodic payments per se when the period over which they are to be made is limited in time, since a perpetual obligation to pay is foreign

[Traduction]

réglementaires soient prévues à ce moment-là, afin que l'on puisse respecter, sans plus attendre, certaines dispositions du bill, concernant les avis et les périodes d'attente. On en aurait un exemple, avec le dispositif des comités d'arbitrage, et des audiences, qui sont de la compétence réglementaire du ministre. Les questions de personnel, d'adoption de règlement, et de détermination des procédures à suivre, représentent des étapes qui demandent du temps. A cela s'ajoute le fait que l'Office doit adopter ses propres règlements d'application de la loi.

Je vais maintenant commenter certaines dispositions du bill. Regardons d'abord les questions de tracé faisant l'objet des articles 29.1 et 29.6. Ces articles garantissent aux propriétaires directement intéressés, et aux propriétaires qui pourraient être indirectement lésés, le droit de faire connaître leurs observations et leurs préoccupations en ce qui concerne le tracé. La loi provinciale prévoit également des procédures analogues avant que le tracé ne soit approuvé. Au Québec par exemple la T.Q.M. doit soumettre le tracé à la Commission de protection du territoire agricole, responsable de l'utilisation des terres agricoles dans la province, ainsi qu'au Bureau des audiences publiques sur l'environnement, qui est chargé de consulter la population et de faire rapport auprès du ministre de l'environnement avant que celui-ci ne donne sa signature. Ces deux organismes ont fixé des audiences publiques concernant le projet de la T.Q.M. En ce qui concerne le Québec donc, nous avons été soumis à une procédure d'audience des propriétaires, avant de pouvoir adresser notre demande à l'Office national de l'énergie. Pour éviter donc que le même travail ne soit fait deux fois, la T.Q.M. propose que l'Office, conformément au paragraphe 29.2 (5) dispense la compagnie de tenir une deuxième fois ces audiences publiques lorsque la population et les propriétaires ont déjà été consultés sur les tronçons concernés.

M. Fortier: Honorables sénateurs, je poursuivrai en commentant ce que nous considérons être des points obscurs du point de vue juridique, en ce qui concerne les modalités de paiement de l'indemnité. A la lecture du compte rendu des autres réunions du Comité, nous avons pu constater que ce problème s'est sans arrêt posé.

On trouve dans le bill l'idée de versements périodiques échelonnés, par opposition au versement d'une somme globale. Cette solution s'applique uniquement à l'indemnité pour acquisition de terrains, soit à l'alinéa 74 (2)a), et aux indemnités fixées par le comité d'arbitrage, prévues aux alinéas 75.2(1)a) et b). Le bill prévoit par ailleurs une procédure de révision quinquennale de ces versements périodiques, mais uniquement lorsque des terrains ont été acquis. Voilà comment nous comprenons la loi, mais nous nous sommes rendus compte que d'autres interprétations avaient été données. Certain en effet ont fait remarquer que cette révision quinquennale s'appliquerait également aux dommages, quoique nous ne soyons pas d'accord avec cette interprétation de la loi dans sa version actuelle.

La T.Q.M. n'est aucunement opposée à l'idée de versements périodiques en soi, dans la mesure où la période sur laquelle ils s'échelonnent est limitée, puisque le droit civil du Québec

[Text]

to Quebec civil law. We did note that it is the understanding of some of our learned colleagues from other intervenors that payments could be deemed as perpetual. It would be foreign to Quebec civil law to have such perpetual undertakings. However, even though TQM believes those periodic payments are only for a given period of time, we are concerned over the effects on our long-term contractual obligations resulting from the fact that the periodic payments may be reviewed every five years. Our concerns primarily deal with, first, the effect of such a notion on the nature of the agreement between the company and the landowner, and secondly, whether the payments are to be made to the person who holds title to the land or to the person who is in possession of it.

We would first point out that the facilities of the company are permanently incorporated into the landowner's property. For this reason and other considerations, pipeline companies normally require the acquisition of a perpetual title to the land. The title need not be full ownership but can be limited to a servitude, since a servitude is also a perpetual alienation of a part of the right or ownership. I would refer you to the comments made earlier by TransCanada PipeLines when they made a distinction between the easements they require and the fee land for their compressor stations. We believe there are some distinctions to be made.

The Chairman: What is the translation of the word "servitude"?

Mr. Fortier: "Servitude" in French.

The Chairman: Tell me what it is in English.

Mr. Fortier: En anglais in Quebec we say "servitude," because easement is a concept of common law. In Quebec, it so happens that we have many words that are translated from French because the English civil code in Quebec is based on the French civil code. Therefore, "servitude" is the French word that is used in English. The word "easement" does not exist in Quebec.

The Chairman: The word in English is "easement."

Mr. Fortier: In English, provided you are basing it on common law. It was a slip of the tongue when I used the word "easement". At least it enabled you to understand me better. We don't use that word in Quebec.

Under the Quebec law, the legal instrument by which such rights are conveyed is the contract of sale. The rights and obligations of the parties under such a contract are set out in sections 1472 and following of the civil code. One of the major elements of the contract of sale is that a predetermined consideration be stipulated in exchange for title to the object contemplated by the sale. When I say predetermined, that does not mean it has to be fixed; it is variable; but it has to be predetermined or predeterminable. We have to contract on something certain, not on something uncertain, if we want to make a sale and convey title.

It therefore becomes important to establish clearly which of the considerations for such a contract, or the modes of pay-

[Traduction]

écarte toute notion de paiement obligatoire indéfini. Nous avons remarqué que certains de nos éminents collègues, représentant d'autres parties intéressées, interprétaient la loi dans le sens d'une obligation indéfinie d'effectuer des versements. Or nous pensons que cette notion est tout à fait étrangère au droit civil du Québec. Toutefois, tout en pensant que ces versements périodiques seront limités dans le temps, la T.Q.M se pose des questions sur les effets, dans le cas d'obligations contractuelles à long terme, de la réévaluation quinquennale possible des versements. Nos préoccupations concernent tout d'abord les effets de cette disposition, sur la nature du contrat entre la compagnie et le propriétaire; deuxièmement, la question se pose de savoir si les versements doivent être faits au titulaire des droits fonciers ou à la personne qui possède la terre.

Nous penserions tout d'abord que les installations de notre compagnie sont attachées de façon permanente aux biens du propriétaire. Pour cette raison et pour d'autres, les compagnies de pipe-lines demandent normalement à acquérir des droits illimités sur les terrains. Ces droits n'ont pas besoin d'être des titres de propriété, mais peuvent être limités à une servitude, puisque cette dernière représente également une cession illimitée dans le temps d'une partie des droits de propriété. Je vous rappellerai ici les observations qui ont été faites par TransCanada PipeLines et leur distinction entre droit de passage, et disposition du terrain nécessaire aux stations de compression. Nous pensons donc qu'il y a là quelques distinctions à faire.

Le président: Quelle est la traduction du terme «servitude»?

M. Fortier: En français c'est le même mot: «servitude».

Le président: Et dites-moi en anglais ce que c'est.

M. Fortier: Au Québec, nous disons en anglais également «servitude», le droit de passage étant une notion du droit britannique. Au Québec, il arrive que de nombreux termes juridiques soient transcrits du français en anglais, étant donné que le code civil anglais du Québec est fait d'après le code civil français. C'est ce qui explique que le terme «servitude» soit le mot français utilisé en anglais. Le mot «easement» n'existe pas au Québec.

Le président: Vous parlez du terme anglais «easement»?

M. Fortier: A condition que vous vous référeriez à la common law. En fait c'est une impropriété qui m'a échappé et j'ai utilisé le terme «easement». Cela vous permettait au moins de mieux me comprendre. Nous n'utilisons pas ce mot au Québec.

D'après le droit du Québec, le document juridique faisant foi à propos de ces droits est le contrat de vente. Les droits et obligations des parties au contrat sont stipulés aux articles 1472 et suivants du code civil. L'un des éléments essentiels du contrat de vente est que les conditions dans lequel l'échange a lieu sont prédéterminées. Je ne veux pas dire qu'elles sont fixes et fixées à l'avance; elles peuvent être variables, mais elles sont prédéterminées ou prédéterminables. Nous passons contrat sur quelque chose de certain, et non pas sur quelque chose d'incertain; ceci, si nous voulons effectivement qu'il y ait vente et qu'un titre de propriété soit échangé.

Il devient donc important de clarifier quelles dispositions du contrat, ou quelles modalités de paiement, sont soumises à

[Text]

ment, are subjected to the five-year review under section 74(2)(b). Review of the consideration could change the nature of the contract from one of sale to one of lease. Since this would substantially modify the long-term obligations of the company, it is suggested that it be clearly stipulated in the bill what was intended by the legislators.

Trans Quebec & Maritimes believes that the bill was not intended to create such difficulties, but rather to ensure that the landowners or other persons who must deal with the company over several years be adequately compensated, not only for the damages they suffered at the time of construction, but also likewise for those that might occur at a later date. An example of this would be loss of soil productivity, which would appear over a period of years. To alleviate this concern, we suggest that the five-year review of the compensation be applicable to all damages falling under the arbitration committee's jurisdiction rather than to the acquisition of lands.

We have based our comments mostly on those legal concerns. Other parties mentioned, of course, the financial or legal uncertainty of not knowing what will happen five or ten years down the line, depending on what the review consideration is based on. We note that in the discussions in this committee some persons perceived that the easement or servitude in an agricultural zone could after four or five years be in an urban area, and it's an altogether different story.

The Chairman: Would you consider those damages?

Mr. Fortier: No. On our interpretation of the bill as it now stands we will go as far as saying that the review process is not applicable to damages. Maybe this is semantics. The appropriate section says it is a "review of the amount of compensation payable for acquisition of lands." In our view, compensation for acquisition is not damage; it is something you pay for and obtain; it's a sale or a rental. That is not a damage. It is a payment to acquire something. Damage is an indemnification to put someone back in their former state or compensate him monetarily.

As to the right of entry, although section 75.26 only deals with the immediate right of access by a company to the land it requires, section 75.28 goes on to say that upon accomplishing certain formalities title to the land will vest in the company. The bill does not differentiate between temporary right to use, possession under permit, servitudes and full right of ownership. I touched on this point earlier, as other intervenors have. The company may on given sections of a pipeline only require servitude, whereas on other sections it may need the full right of ownership, as explained earlier. TQM therefore suggests that a pipeline company be given the opportunity to ascertain the precise nature of the title it requires rather than leaving the matter open and somewhat unclear, as is now contemplated by the bill.

[Traduction]

l'examen quinquennal prévu à l'alinéa 74(2)(b). Une révision des conditions pourrait changer la nature du contrat, qui de contrat de vente deviendrait bail. les obligations à long terme de la compagnie en seraient profondément modifiées, c'est pour cela que nous recommanderions que la loi éclaire de façon explicite les intentions des législateurs.

La T.Q.M. pense que l'intention du bill n'est pas de créer de telles difficultés, mais plutôt de garantir aux propriétaires et à toute autre personne concernée et devant rester en relation avec la compagnie pendant plusieurs années, une indemnisation non seulement adéquate, pour les dommages subis au moment de la construction, mais également pour tout autre dommage survenant par la suite. On peut dans cet ordre d'idées penser à une perte de qualité des sols, qui se révélerait seulement après un certain nombre d'années. Pour répondre à notre préoccupation, nous recommandons que cet examen quinquennal de l'indemnité soit applicable à tous les dommages qui sont de la compétence du Comité d'arbitrage, plutôt qu'aux seules modalités d'acquisition des terrains.

Nos observations tournent toutes autour de ces préoccupations d'ordre juridique. D'autres personnes intéressées ont mentionné bien sûr, les imprécisions juridiques ou financières, relatives au fait qu'on ne sait pas ce qui arrivera cinq ou dix ans plus tard, suivant les conclusions du processus de révision. Nous avons remarqué qu'au cours des discussions qui ont eu lieu devant ce comité, certaines personnes ont bien perçu les problèmes qui pourraient survenir si telle zone agricole se retrouvait zone urbaine après cinq ans, et ce serait alors une toute autre histoire.

Le président: Envisageriez-vous alors de considérer les dommages?

M. Fortier: Notre interprétation du bill dans l'état actuel des choses nous fait dire que le processus de révision n'est pas applicable aux dommages. Il y a peut-être là une question de langage. Le passage correspondant de l'article stipule: «Un examen quinquennal du montant de l'indemnité à payer pour l'acquisition de terrains». A notre avis, cela ne comprend pas les dommages; vous payez pour ce que vous obtenez, c'est une vente ou une location. Il n'est pas question de dommages, mais simplement de versement pour acquisition. Lorsqu'il est question de dommages, on indemnise la personne afin de composer un tort subi ou la restituer dans sa situation d'origine.

En ce qui concerne le droit d'accès, il n'y a que l'article 75.26 qui ne traite que du droit d'accès immédiat; l'article 75.28 toutefois précise que, dans certaines conditions, le titre attaché à la terre est transmis à la compagnie. Le bill ne fait aucune différence entre un droit provisoire d'utilisation, la possession légale, les servitudes ou la pleine propriété. J'ai abordé ce point plus haut, comme l'ont fait d'ailleurs d'autres témoins. La compagnie, sur certains tronçons du pipe-line peut simplement demander une servitude, alors que pour d'autres tronçons elle pourrait avoir besoin du droit de propriété comme nous l'avons expliqué. La T.Q.M. propose donc que la compagnie puisse préciser quel droit elle aimerait acquérir, plutôt que de laisser la question ouverte et quelque peu imprécise, comme c'est actuellement le cas d'après le bill.

[Text]

As to contributory negligence, referring specifically to section 74(2)(c) and (d), under the civil law of Quebec dealing with delictual liability a person is always answerable for the damages resulting from his negligence. This notion will also apply to the contributory negligence of a person claiming from another the damages he has suffered. Section 74(2)(d) encompasses this notion, whereas section 74(2)(c) does not. TQM suggests that the notion should not only be incorporated in the claims directed by a third party against the owner as a result of the operations of the pipeline but should also be incorporated in claims directed against the company by the landowner himself. It is therefore suggested that the wording to this effect in paragraph (d) be incorporated into paragraph (c) of section 74(2).

I come now to our recommendations and conclusion. TQM is concerned with the timing of the enactment of Bill C-60, considering that its 1981 construction program is about to begin and is subject to severe time constraints. We therefore recommend that special relief be granted which will permit this year's program not to be jeopardized by the application of the provisions of the bill on this portion of the project, or by any delay in the application of the regulations to be made thereunder.

It must be remembered that the company has undertaken to ensure that the landowners affected by this year's program will be retroactive by granted the same rights of compensation as those with whom the company will negotiate after enactment of this bill, as I mentioned earlier when I addressed the matter of our compensation package.

In addition, we believe that certain provisions of the bill should be reviewed as outlined in this brief. In particular, there should be a provision under section 29 which would permit the board to recognize actions taken by other jurisdictional bodies as forming part of the requirements set forth in this bill. I am referring particularly to the long consultation process that took place in the case of TQM, which in fact prompted us to adopt a new line, which was approved by the National Energy Board last week.

We also recommend that the committee undertake a legal review of the points of law in sections 74 and 75 giving rise to the concerns herein stated, namely to clearly reconsider the land rights and their conformity with the provincial legislation to which real rights are subject.

We reiterate our appreciation for the opportunity of appearing before your committee, and we hope our comments are constructive and contributory to your review of this important bill.

We are prepared to answer questions.

The Chairman: Thank you very much, Mr. Fortier. You have made some observations about the difficulty of dealing with various boards and commissions prior to coming before the National Energy Board. Have you had an opportunity to read the observations of Foothills Pipeline, who have had the same problem but who found the bill acceptable? It is exactly

[Traduction]

En cas de faute et négligence, et notamment à propos des alinéas 74(2)c) et d), le droit civil du Québec sur la responsabilité pénale des personnes précise que toute personne est responsable des dommages causés par sa négligence. Cette notion s'appliquera également à la négligence d'une personne qui réclame une indemnisation pour des dommages qu'elle a subis par la faute d'un tiers. L'alinéa 74(2)d) comprend cette notion, mais non l'alinéa c). La T.Q.M. recommande que cette notion fasse partie non pas seulement des réclamations faites par une tierce partie contre le propriétaire, réclamations qui résulteraient de l'exploitation du pipe-line, mais il faudrait également en tenir compte dans les réclamations contre une compagnie que ferait le propriétaire lui-même. On propose donc que le libellé à cet effet de l'alinéa d) soit incorporé à l'alinéa c) du paragraphe 74(2).

J'en suis rendu à nos recommandations et à notre conclusion. La T.Q.M. s'intéresse au délai prévu pour l'adoption du bill C-60 car elle est sur le point d'amorcer son programme de construction de 1981 qui comporte des délais très serrés. Par conséquent, nous recommandons une exemption spéciale de façon que le programme de cette année ne soit pas entravé par l'application des dispositions du projet de loi sur cette étape du projet par un retard dans l'application des règlements qui en découlent.

En ce qui a trait aux propriétaires visés par le programme de cette année, il est bon de rappeler que la société s'est engagée à leur accorder, de façon rétroactive, les mêmes indemnités qu'on offrira à ceux avec lesquels la compagnie négociera après l'adoption de ce projet de loi, comme je l'ai signalé plus tôt en parlant des indemnités.

Par ailleurs, nous croyons que certaines dispositions du projet de loi devraient être réétudiées comme nous l'avons signalé dans le mémoire. En particulier, l'article 29 devrait comprendre une disposition permettant à l'Office de reconnaître que les mesures prises par d'autres organismes compétents font partie des exigences stipulées dans ce projet de loi. Je fais surtout allusion au long processus de consultation dans le cas de la T.Q.M. qui, en réalité, nous a poussé à adopter une nouvelle ligne de conduite, que l'Office national de l'énergie a approuvé la semaine dernière.

Nous recommandons également au Comité d'étudier l'aspect juridique des dispositions des articles 74 et 75 et notamment, d'examiner attentivement les droits concernant les terrains et le respect de la loi provinciale dont relèvent ces droits.

Nous signalons de nouveau que nous sommes heureux de pouvoir témoigner devant votre Comité et nous espérons que nos commentaires vous aideront dans votre étude de ce projet de loi important.

Nous sommes disposés à répondre à vos questions.

Le président: Merci beaucoup, Monsieur Fortier. Vous avez fait certaines observations sur la difficulté de faire affaire avec les divers offices et commissions avant de vous adresser à l'Office national de l'énergie. Avez-vous eu l'occasion de lire les observations de la Foothills Pipeline qui a connu le même problème tout en trouvant le projet de loi acceptable? C'est

[Text]

as provided under the Northern Pipeline Agency and they had no difficulty.

Mr. Fortier: We did read what Foothills said. We are not saying we are having difficulty. So far as we are concerned, it is resolved for the run from St-Lazare to Trois-Rivières, which is our 1981 construction program, due to the fact that not only have the local authorities been consulted but the NEB has approved it. Our problem is more with timing. What happens next year, if the consultation process is conducted otherwise, we have no problem with. We still believe that the National Energy Board should not be forced but should be allowed, or should have discretion to consider, other consultations that have taken place, to avoid duplication. That does not mean the board would decide without consulting, but it would at least have an open door.

This year's program is a good example. If this bill were enacted tomorrow, one party, who is not an owner but who could be deemed an interested person according to the act, could put our 1981 construction program in jeopardy after we had the agreement of the landowners, which we already have, after we had agreement of all the Quebec jurisdictional bodies and of all local groups in Quebec, plus a route deviation already approved by the NEB. For one technical reason the National Energy Board has not yet approved our plan, profile and book of reference. We understand this is coming in a few days or a few weeks, but as it now reads, if you stop our project in midstream and enact this piece of legislation, even though we consider everyone has been thoroughly consulted—and more than that, they have had a say, because we did review our whole run, we reviewed our whole route—it could still put this year's project in jeopardy and we would have to begin the process again, unless the National Energy Board had discretion to say, "For this year we believe there has been enough consultation." I don't want to prejudge, but I think I would decide in that manner for this year's program if I were sitting on the National Energy Board.

The Chairman: Did you say you have agreements with all landowners for your 1981 program?

Mr. Fortier: If I said that, that is wrong. We do have it for all the section of the Lake of Two Mountains crossing. What I should have said was, even if we have the agreement of all the landowners, we presently have it for what we consider as the Lake of Two Mountains crossing, which is more critical on our time schedule, as we mentioned earlier, because this is to start in a few weeks. The land portion will start only this summer. Even if you include the land portion, and even if the landowners had agreed, it still could be reviewed up until the plan and profile has been approved by parties deemed interested who raised an objection.

The Chairman: For your 1981 program, what percentage of landowners do you have agreement with?

[Traduction]

exactement comme prévu par l'Administration du pipe-line du Nord, et elle n'a pas eu de problème.

M. Fortier: nous avons lu les commentaires de la Foothills. Nous ne disons pas que nous avons des problèmes. Quant à nous, la question est réglée pour le tronçon de St-Lazare à Trois-Rivières, notre programme de construction de 1981, compte tenu du fait que les autorités locales ont été consultées et que l'Office national de l'énergie l'a approuvé. Notre problème porte surtout sur l'échéancier. Qu'arrivera-t-il l'année prochaine si le processus de consultation se fait autrement? Cela ne nous pose pas de problèmes. Nous croyons encore que l'Office national de l'énergie ne devrait pas être obligé de le faire mais qu'il pourrait, à sa discrétion, étudier les autres discussions qui ont été tenues pour éviter la répétition. Cela ne veut pas dire que l'Office prendrait des décisions sans faire des consultations, mais il aurait au moins cette possibilité.

Le programme de cette année constitue un bon exemple. Si ce projet de loi était adopté demain, une partie, qui n'est pas propriétaire, mais qui est considérée comme personne intéressée aux termes de la Loi, pourrait menacer notre programme de construction après que nous nous soyons mis d'accord avec les propriétaires, ce que nous avons déjà fait, après que nous ayons conclu une entente avec toutes organismes compétents et tous les groupes au Québec, après que l'Office national de l'énergie a approuvé une déviation de tracé. Pour une raison technique, l'Office national de l'énergie n'a pas encore approuvé nos plan, profil et livre de renvoi. Il devrait le faire d'ici quelques jours ou quelques semaines, mais, à l'heure actuelle, si l'on arrête notre projet alors qu'il est déjà amorcé, si l'on adopte cette loi, même si à notre avis tout le monde a été consulté en bonne et due forme et tout le monde a eu son mot à dire car nous avons passé en revue l'ensemble du projet, le tracé, on pourrait encore menacer le projet de cette année, et il nous faudrait alors recommencer tout le processus à moins que l'Office national de l'énergie puisse dire: «cette année, il y a eu suffisamment de consultation». Je ne veux pas juger d'avance, mais il me semble que j'en déciderais ainsi en ce qui concerne le programme de cette année si je siégeais à l'Office national de l'énergie.

Le président: Avez-vous dit que vous aviez conclu des ententes avec tous les propriétaires dans le cadre de votre programme de 1981?

M. Fortier: Si je l'ai dit, c'est une erreur. Nous l'avons fait pour toute la section du Lac des Deux-Montagnes. J'aurai dû dire que même si nous avons le consentement de tous les propriétaires, nous l'avons pour ce que nous considérons comme la traversée du Lac des Deux-Montagnes, étape plus importante dans notre échancier, comme nous l'avons déjà dit, car les travaux devraient commencer dans quelques semaines. Les travaux sur le terrain commenceront seulement cet été. Même si vous tenez compte des travaux sur le terrain, et même si les propriétaires ont donné leur consentement, le projet serait étudié jusqu'à ce que le plan et le profil aient été approuvés par les parties intéressées qui ont soulevé une objection.

Le président: Pour votre programme de 1981, avec quel pourcentage des propriétaires avez-vous conclus des ententes?

[Text]

Mr. Ritcey: At the present time, approximately 50 per cent.

The Chairman: How many?

Mr. Ritcey: That is 126 private owners.

Senator Thériault: I find it strange that you say if the bill were enacted the board would have to listen. Could the board not sit and take into consideration all the procedures you have gone through with all the regulatory bodies in the province of Quebec and say, "This is sufficient"?

Mr. Fortier: My understanding of the law is that they can only reject cases that are deemed frivolous.

Mr. Louis Leclerc, Legal Counsel, Trans Quebec & Maritimes Pipeline Inc.: The board is obliged to hold a hearing and with thirty days for objections it may receive. That is under the new rules.

Senator Thériault: If the bill came into force tomorrow?

Mr. Leclerc: That is right.

Mr. Fortier: That is what we are concerned with.

Mr. Leclerc: In the long-term.

Senator Thériault: I am fairly new here, but is it possible for an act to come into force before the regulations governing the act are in place?

Mr. Fortier: Unfortunately I have had this experience many times.

Senator Thériault: Is that a common practice at the federal level?

Mr. Fortier: It has happened many times with Quebec legislation. Maybe not federal.

Le sénateur Thériault: Vous pouvez parler en français, si vous le voulez.

M. Leclerc: Par exemple, la loi de la protection des territoires agricoles qui a été sanctionnée au mois de décembre et les règlements qui ont suivis, sont venus quelques mois plus tard, ce qui a créé une situation difficile pendant trois mois, les terrains étaient gelés et les personnes ne savaient pas quoi faire.

Le sénateur Thériault: Vous n'êtes pas une province comme les autres!

Senator Balfour: Could you quantify for us more precisely the consequences of construction delays which would have the result of the company being unable to go onstream during the winter of 1981-82?

Mr. Ritcey: If you refer to the map, at the beginning of the solid red line you will see a point noted at St-Lazare. That is the connecting point into TransCanada PipeLine's system where we expect to receive our gas supply. Immediately downstream of that it crosses a body of water which we referenced as the Lac des Deux Montagnes. That is a rather long crossing, being approximately a mile and a half, a dual line crossing, which it will take most of the summer to build. We have to commence in about two weeks for land preparation and mobilization, with actual dredging in the lake not later

[Traduction]

M. Ritcey: A l'heure actuelle, environ 50%.

Le président: Combien?

M. Ritcey: Il s'agit de 126 propriétaires privés.

Le sénateur Thériault: Il me semble curieux de vous entendre dire que si le projet de loi était adopté, l'Office aurait à vous entendre. Ne pourrait-il pas tenir compte de toutes les démarches que vous avez faites auprès des organismes compétents dans la province du Québec et conclure qu'elles sont suffisantes?

M. Fortier: Si j'interprète bien la loi, on peut tout simplement refuser les déclarations qui sont considérés comme futiles.

M. Louis Leclerc, conseiller juridique, Gazoduc Trans Québec et Maritimes Inc.: L'Office doit tenir une audience et attendre 30 jours pour recueillir les objections qu'on pourrait vouloir lui adresser. Les nouveaux règlements le prévoient.

Le sénateur Thériault: Si le bill est adopté demain.

M. Leclerc: C'est exact.

M. Fortier: Voilà ce qui nous intéresse.

M. Leclerc: A long terme.

Le sénateur Thériault: Je suis encore assez nouveau, mais je me demande s'il est possible d'adopter une loi avant que les règlements de son application ne soient arrêtés?

M. Fortier: Malheureusement, je l'ai souvent vu faire.

Le sénateur Thériault: Est-ce une pratique courante au niveau fédéral?

M. Fortier: Cela s'est produit plusieurs fois au Québec. Mais peut-être pas au niveau fédéral.

Senator Thériault: You may speak in French if you wish.

Mr. Leclerc: For example, the *Loi de la protection des territoires agricoles* was approved in December and its governing regulations come about a few months later, which created a difficult situation for three months, the lands being frozen and nobody knowing what to do.

Senator Thériault: Your province is unlike any other!

Le sénateur Balfour: Pouvez-vous nous donner des chiffres plus précis sur les conséquences des retards dans la construction qui ferait en sorte que la compagnie ne pourrait pas être opérationnelle au cours de l'hiver 1981-1982?

M. Ritcey: Si vous regardez la carte, au début du trait rouge continu, vous repérez Saint-Lazare. C'est l'endroit où nous rencontrons le système de la TransCanada PipeLine où nous recevons nos approvisionnements de gaz. Immédiatement en aval, le pipe-line traverse un cours d'eau, le lac des Deux-Montagnes. C'est une traversée assez longue d'un mille et demi environ, une traversée double dont la construction prendra la plus grande partie de l'été. Dans deux semaines environ, nous devons commencer les travaux préalables sur le sol et la mobilisation et le dragage du lac commencerait le 15 mai au

[Text]

than May 15. We have some very tight environmental restrictions placed on us for that construction.

Senator Balfour: Perhaps my question was not precisely clear. I recognize your technical construction problems. What I am trying to get at is a scenario in which you were frustrated in completing your construction. I asked this question earlier and it was suggested that I address it to you. I would like to know what the result is in terms of crude oil imports, for example, that would be displaced by natural gas that could be delivered through this line if you were able to achieve your construction program.

Mr. Ritchey: Right now there is a contract between TransCanada and Gaz Métropolitain. We will be the carriers for delivery at Boisbriand. I believe the quantity is some 40 million standard cubic feet of gas a day average delivery under that contract. If this is not completed, that sale cannot be made. We have no supporting evidence, but we understand that would be contributory to a potentially very severe supply problem to Gaz Métropolitain. I cannot supply an immediate conversion of that much gas as a displacement of oil products, but I am sure that could be worked out for you.

Mr. Fortier: Another problem we would like to stress is this. In view of the exceptions as expressed in the National Energy Program, we already incurred, as you know, a one-year delay last year, and another one year delay due to, among other things, scarce human resources and other projects that will be coming onstream in the rest of Canada at the same time as ours. Delaying the start of the project one year might affect us down the line.

The Chairman: Maybe two.

Mr. Fortier: Maybe two. It is a one-year delay, which I admit could be less than one year, depending on what human resources and material we can put on the ongoing projects in the years to follow. It would definitely be very detrimental, in our view, to the National Energy Program with respect to imported oil.

Senator Balfour: Have your acquisition contracts followed the pattern of TransCanada PipeLines and Interprovincial, inasmuch as the majority are lump sum payments rather than periodic payments?

Mr. Ritchey: Yes, they have, but that is principally because up to this point in time that is all we have offered.

Mr. Fortier: Our experience is shorter than that of TransCanada.

Mr. Ritchey: As Mr. Fortier indicated earlier—I believe it is appended to our compensation package—there is a letter we have sent out to people who have already signed options saying they will be afforded every right under Bill C-60 should it be enacted.

[Traduction]

plus tard. On nous a imposé des contraintes très rigoureuses en ce qui a trait à l'environnement.

Le sénateur Balfour: Ma question n'est peut-être pas assez claire. Je sais que la construction vous pose des problèmes techniques. J'essaie de constituer un scénario dans lequel vos tentatives de construction seraient frustrées. J'ai déjà posé cette question et on m'a dit de vous l'adresser. Qu'arriverait-il aux importations de pétrole brut, par exemple, qui seraient placées par l'acheminement du gaz naturel acheminé par cette canalisation si vous pouvez réaliser votre programme de construction?

M. Ritchey: A l'heure actuelle, un contrat lie la TransCanada et le Métropolitain. Nous acheminerons le gaz au point de livraison à Boisbriand. Il s'agit, je crois, de quelques 40 millions de pieds cubes standards par jour, en moyenne, selon les termes du contrat. Si le projet n'est pas réalisé, la vente ne peut pas avoir lieu. Nous n'avons pas de preuves pour étayer cette déclaration, mais il semblerait que Gaz métropolitain pourrait avoir un sérieux problème d'approvisionnement. Je ne peux pas vous donner une idée de ce que cela représenterait en terme de produits pétroliers déplacés, mais on pourrait vous l'indiquer plus tard.

M. Fortier: J'aimerais souligner un autre problème. Compte tenu des exceptions prévues dans le programme énergétique national, nous avons déjà encaissé un retard d'une année l'an dernier, comme vous le savez et un autre retard d'une année en raison de la pénurie des ressources humaines, entre autres, et d'autres projets qui seront opérationnels dans le reste du Canada en même temps que le nôtre. Si l'on retardait le projet d'une année, nous en subirions peut-être les conséquences plus tard.

Le président: Peut être deux ans.

M. Fortier: Peut-être deux. S'il s'agit de retard d'une année ou j'en conviens, de moins d'une année, peut-être, cela dépendrait des ressources humaines et de l'équipement que nous pouvons affecter aux projets actuels dans les années qui suivent. À notre avis, cela serait sans doute très nuisible au programme énergétique national en ce qui regarde le pétrole importé.

Le sénateur Balfour: Vos accords d'acquisition de terrains ont-ils calqués sur le modèle de ceux de la TransCanada Pipe-line ou de l'Interprovincial? La plupart des accords prévoient-ils un versement unique d'une somme globale par opposition à des versements périodiques?

M. Ritchey: Oui, mais cela est principalement attribuable au fait que jusqu'à présent, ce sont les seules modalités que nous ayons offertes.

M. Fortier: Nous n'avons pas autant d'expérience que la TransCanada.

M. Ritchey: Comme M. Fortier l'a indiqué et je crois qu'elle est annexée à notre programme d'indemnisation, nous avons envoyé une lettre aux personnes qui ont déjà signé des ententes leur disant qu'on leur donnera tous les droits prévus par le bill C-60 s'il est adopté.

[Text]

Senator Balfour: Have you likewise concluded that a five-year renegotiation obligation is something you can live with?

Mr. Ritcey: We did not specifically state that in the letter. We have done it by simply saying we will meet whatever the terms are of the bill as finally enacted.

Senator Balfour: By implication you accept it?

Mr. Ritcey: By implication we accept it, yes.

Le sénateur Thériault: Est-ce que je pourrais vous demander ceci: quand vous négocier avec les propriétaires est-ce que la grande partie des propriétaires réalise qu'il existe un bill C-60?

M. Fortier: Je crois que s'ils ne le réalisaient pas, il le réalisent maintenant, parce que nous leur avons écrit pour leur dire. Aussi, nous avons eu des discussions avec l'Union des producteurs agricoles. La classe agricole au Québec est très bien organisée, bien encadrée. Tous les agriculteurs professionnels sont obligatoirement membres de l'Union des producteurs agricoles. Ils tiennent leurs membres bien informés, par leur contacts, de bouche à oreille, et par leur fédération régionale locale. Il s'agit vraiment d'un organisme représentatif.

Le sénateur Thériault: Vous dites que si le permis vous est accordé, la compagnie construira une ligne jusqu'aux Maritimes?

M. Fortier: Oui.

Le sénateur Thériault: Votre demande est devant l'Office national de l'énergie?

M. Fortier: Présentement, oui.

Le sénateur Thériault: Et si la permission vous est accordée, vous allez commencer à acquérir des terrains au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse?

M. Fortier: Quand doit-on commencer notre «land acquisition program»?

Mr. Ritcey: We will not begin the land acquisition program in the maritimes until such time as we have a certificate of public convenience from the National Energy Board.

Senator Thériault: Assuming you have the certificate, when do you plan this?

The Chairman: Suppose you have the certificate in April.

Mr. Ritcey: We would anticipate two things prior. After the certificate we will expect to go through a process of staking the pipeline, because right now on the ground it has never been defined. That would be our first contact with landowners.

Senator Thériault: But you would have to have permission from the landowners to do your staking, wouldn't you?

Mr. Ritcey: Absolutely. That is why we have our agents go and ask for that permission. At that time we will assess whether or not the particular and exact line is technically viable. After we have established that it is technically viable we will begin our acquisition program. At the same time, we intend to conduct our own regional hearings for the benefit of local interest groups.

[Traduction]

Le sénateur Balfour: Avez-vous également décidé que vous êtes d'accord avec l'obligation de renégocier après cinq ans?

M. Ritcey: Nous ne le précisons pas dans la lettre. Nous disons tout simplement que nous respecterons les modalités du bill lorsqu'il sera adopté.

Le sénateur Balfour: Vous insinuez que vous l'acceptez.

M. Ritcey: Nous l'insinuons, oui.

Senator Thériault: Let me answer the following question: in your dealings with landowners, do you find that most of them aware of the existence of bill C-60?

Mr. Fortier: I think that if they did not realize it before they do so now because we wrote them to tell them about it. We have also had discussions with the *Union des producteurs agricoles*. The farming community in Quebec is very well organized, well supported. All professional farmers must be members of the *Union des producteurs agricoles*. This organization keeps its members well informed through oral contacts as well as their local regional federation. It is an organization largely based on representation.

Senator Thériault: You say that if you get a permit, the company will build the line to the Maritimes?

Mr. Fortier: Yes.

Senator Thériault: You have applied to the National Energy Board?

Mr. Fortier: At the present time, yes.

Senator Thériault: And if the permit is given, you will start acquiring land in New Brunswick and in Nova Scotia?

Mr. Fortier: When will we start our land acquisition program?

M. Ritcey: Nous ne commencerons pas notre programme d'acquisition des terrains dans les Maritimes avant que l'Office national de l'énergie ne nous ait délivré un certificat de commodité publique.

Le sénateur Thériault: Si vous l'aviez, comment procédez-vous?

Le président: Supposons qu'on vous délivre un certificat au mois d'avril.

M. Ritcey: Il faudrait d'abord anticiper deux choses. Il faudrait d'abord faire le jalonnement du pipe-line, car nous ne l'avons jamais fait sur le chantier. ce serait notre premier contact avec le propriétaire.

Le sénateur Thériault: Mais il vous faudrait obtenir la permission des propriétaires pour faire le jalonnement, n'est-ce pas?

M. Ritcey: Certainement. Voilà pourquoi nous envoyons nos représentants leur demander cette permission. A ce moment-là, nous évaluerons si cette canalisation précise est techniquement rentable. Si elle l'est, nous commencerons notre programme d'acquisition des terrains. En même temps, nous avons l'intention de tenir nos propres audiences régionales à l'intention des groupes d'intérêt locaux.

[Text]

Senator Thériault: All things being equal and accepting for the moment that you will get approval, as I hope you will, when could we expect to see construction of the pipeline commence in New Brunswick?

Mr. Ritcey: Into the maritimes?

Senator Thériault: Yes.

Mr. Ritcey: The soonest that construction could commence would be in the spring of 1982. That is for the portion from Lévis/Lauzon east. The plan for that was to construct the first leg down to, I believe, the Fredericton area, but it would not include the lateral up to Campbellton/Dalhousie area, which would get constructed the next year. This is a phased program.

Senator Thériault: You are talking about 1982 to Fredericton and Saint John?

Mr. Ritcey: Yes.

Senator Thériault: You would be able to distribute gas in those areas, when?

Mr. Ritcey: At the same time. It must be remembered that the distribution companies need the opportunity to establish themselves. The basic plan for this was that initial loads would be essentially industrial loads requiring a minimum of attachment, and that the residential load would be built up subsequently over a period of time.

Senator Lucier: This is not really a question, but rather a suggestion. I realize Bill C-60 is not yet passed and there could be some changes to it. I like the idea of your package and the way you have set it out; I think you are being very fair. Since it is a very small bill, I was wondering whether you could include a copy of it in your package.

Mr. Ritcey: We would be most happy to give a copy to anyone who asked for it. As you well know, there is in the bill a clause which states that we must advise the landowners of all their rights under the bill, and that would be our intent. One of the difficulties in land acquisition is that perhaps not all people are as well versed in the language of such a bill as you are. We find that a number of them are simply frightened when they see such a document, because they are really unable to comprehend the impact of it. They require a much more simplified statement that they can read and understand. Certainly anyone who asks for a copy of the full bill will be given a copy.

Mr. Fortier: This is always a problem. Indeed, we had lengthy discussions when we developed this unique compensation package to try to keep the documents to a bare minimum. If you don't give enough, you don't inform them properly; if you give the too much you scare them.

Senator Lucier: I understand that.

Mr. Fortier: In the last letter we sent they were given additional rights, but I am not sure that they really see that. It is getting more complicated. Sometimes you get them more

[Traduction]

Le sénateur Thériault: Si rien d'autre ne change et si l'on accepte votre demande, comme je l'espère, quand la construction du pipe-line commencerait-elle au Nouveau-Brunswick?

M. Ritcey: Dans les Maritimes?

Le sénateur Thériault: Oui.

M. Ritcey: Ce serait au printemps de 1982, au plus tôt. Il s'agirait de la construction du tronçon Lévis-Lauzon est. On devait d'abord construire le premier tronçon jusque dans la région de Fredericton, je crois, mais cela ne comprendrait pas l'embranchement vers la région de Campbellton-Dalhousie qui serait construit l'année suivante. Il s'agit d'un programme progressif.

Le sénateur Thériault: Alors ce serait 1982 pour Fredericton et Saint-Jean?

M. Ritcey: Oui.

Le sénateur Thériault: Quand seriez-vous en mesure de distribuer du gaz dans ces régions?

M. Ritcey: A la même époque. Rappelez-vous que les sociétés de distribution ont besoin de s'établir. Le plan fondamental prévoyait que les charges initiales seraient essentiellement industrielles et les charges résidentielles se constitueraient progressivement.

Le sénateur Lucier: Il ne s'agit pas vraiment d'une question, mais plutôt d'une proposition. Le bill C-60 n'est pas adopté et on pourrait y apporter des modifications. J'aime votre proposition et la façon dont vous l'avez exposée; à mon avis, vous êtes très juste. Puisqu'il s'agit d'un projet de loi plus volumineux, je me demandais si vous ne pourriez pas en mettre un exemplaire dans votre proposition.

M. Ritcey: Il nous ferait grand plaisir d'en remettre un exemplaire à quiconque le demanderait. Comme vous le savez, une disposition du projet de loi prévoit que nous devons aviser les propriétaires de leurs droits et nous avons l'intention de le faire. Une des difficultés que comporte l'acquisition des terrains est que tous ne comprennent pas aussi bien que vous le langage d'un projet de loi comme celui-ci. Nous constatons qu'un certain nombre d'entre eux s'affolent à la vue de pareil document, car ils n'en comprennent pas la portée. Ils leur faut un énoncé beaucoup plus simple qu'ils peuvent lire et comprendre. Nous remettrons certainement un exemplaire du projet de loi à quiconque le demandera.

M. Fortier: Oui, c'est toujours un problème. En effet, nous avons des discussions prolongées parce que nous avons mis au point ce programme d'indemnisation pour tâcher de limiter autant que possible le nombre de documents. Si vous ne donnez pas suffisamment de renseignements, les intéressés ne sont pas bien au courant de la situation; si vous leur en donnez trop, vous les affolez.

Le sénateur Lucier: Je vous comprends.

M. Fortier: Dans la dernière lettre que nous leur avons adressée, nous leur avons fait part d'autres droits qu'il avaient mais je ne sais pas au juste s'ils les comprennent. La situation

[Text]

worried than reassured. It is unfortunate, but it is sometimes the way.

Senator Lucier: Not understanding the bill as a lot of people think I do, I would be a lot more concerned if you wrote to me and said you were prepared to deal with me under Bill C-60 if I didn't know what Bill C-60 was. When you send a letter saying, "I am not prepared to give you the same compensation that you will be receiving under Bill C-60," I would be a lot more concerned at that point if I didn't know what Bill C-60 was than if there was a copy of it there. If you put a copy of Bill C-60 in with the letter, I think I would at that point make it my business to know what is in Bill C-60. It's not a question; it's a suggestion.

Mr. Fortier: Thank you for the suggestion.

The Chairman: Are there any further question, honourable senators? There being no further question, please accept our appreciation, Mr. Fortier, Mr. Ritcey and Mr. Leclerc, for your presence here and for your presentation. We will, I am sure, be giving very careful consideration to it. We will no doubt be seeing you some time in the future.

Mr. Fortier: We will be most pleased.

The Chairman: The committee is adjourned until Tuesday morning at 9.30, when we will meet *in camera* to give the bill clause by clause consideration.

The committee adjourned.

[Traduction]

se complique davantage. Parfois, on réussit plutôt à les inquiéter qu'à les rassurer. C'est malheureux, mais c'est parfois ainsi.

Le sénateur Lucier: Si je ne comprenais pas le projet de loi comme bon nombre le supposent, je m'inquiéterais beaucoup plus si vous m'écriviez en disant que vous étiez disposé à faire affaire avec moi comme le prévoit le bill C-60 si je ne savais pas ce qu'il représentait. Si vous envoyez une lettre dans laquelle vous dites que vous n'êtes pas disposé à fournir la même indemnisation que prévoit le bill, à ce moment-là, je serais beaucoup plus inquiet si je ne savais ce qu'il représente que si j'en avais un exemplaire. Si vous annexe un exemplaire du bill à votre lettre, ce serait à moi d'en prendre connaissance. Ce n'est pas une question, c'est une suggestion.

M. Fortier: Je vous remercie de votre suggestion.

Le président: Honorables sénateurs, y a-t-il d'autres questions? Puisqu'il n'y a plus de questions, je vous remercie, Fortier, Ritcey et Leclerc de votre présence et de vos témoignages. Nous les étudierons très consciencieusement, j'en suis sûr. Nous nous reverrons sans doute à l'avenir.

M. Fortier: Cela nous fera grand plaisir.

Le président: La séance est levée jusqu'à mardi à 9 h 30 lorsque nous nous réunirons à huis clos pour étudier le projet de loi article par article.

La séance est levée.

APPENDIX "14-A"

1981-03-23

The Honourable Earl A. Hastings
Chairman
Special Committee of the Senate on
the Northern Pipeline
Ottawa, Ontario

Re: BILL C-60 "AN ACT TO AMEND THE NATIONAL ENERGY BOARD ACT"

Dear Senator Hastings:

The Canadian Petroleum Association appreciates the opportunity to comment on the scope and content of Bill C-60. Since C-60 is similar in form and content to Bill S-12 which was passed by the Senate on March 14, 1979, we also refer to our previous two submissions to your committee in this matter.

The Association accepts the basic intent of the bill, namely to contemporize the procedures for pipeline right-of-way acquisition by replacing the present procedures as set out in the Railway Act of 1919.

We are, however, concerned about a number of the proposed provisions and request that these be considered before final passage of the legislation.

Concept of continuing payments

The Association continues to disagree with the concept of "annual or periodic payments of equal or different amounts over a period of time" together with the concept of the "review of amounts each five years". The principles and premises upon which the payment of rentals are predicated are not present in the taking of an easement for a buried pipeline facility since the owner regarding the use of the surface immediately following construction restoration.

The payment of a user's fee, commonly referred to as "rent", has traditionally and perhaps legally been restricted to those uses which by their very nature temporarily prohibit the owners' use of the interest so used by a tenant. In the petroleum industry such uses can be readily described as those which totally remove any opportunity for the registered owner to make any traditional use of the interest so encumbered. While not limited to such uses it would include wellsites, battery sites, meter sites, pump stations, valve sites and similar ancillary facilities. In such instances industry has no objection to paying periodic rentals and in fact has voluntarily done so in the past and will continue to do so without legislation.

This same tradition and common law practice has further dictated that no such payments should be necessary if the nature of the taking does not seriously prohibit the owner from gaining almost immediate use of his interest. Ample provisions and statutes exist to protect the owners' interest if periodic ingress and egress is required to maintain the buried pipeline facility. Subject to proper restoration of the surface and

APPENDICE «14-A»

L'honorable Earl A. Hastings
Président
Comité spécial du Sénat sur le
pipe-line du Nord
Ottawa (Ontario)

Objet: BILL C-60 INTITULÉ «LOI MODIFIANT LA LOI SUR L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE»

Monsieur le Sénateur,

L'Association canadienne du pétrole apprécie l'occasion qui lui est donnée de faire connaître ses vues au sujet de la forme et du contenu du Bill C-60. Comme ce projet de loi est semblable, quant au contenu, au Bill S-12 adopté par le Sénat le 14 mars 1979, nous nous référons également aux deux mémoires présentés au Comité à ce sujet.

L'Association approuve l'objet principal du projet, soit la mise à jour des procédures d'acquisition de droits de passage liés à la construction de pipe-lines en remplaçant les procédures actuelles énoncées dans la Loi de 1919 sur les chemins de fer.

Certaines dispositions du projet de loi nous préoccupent cependant et nous aimerions que le Comité les examine avant l'adoption du texte de loi.

Paiements continus

L'Association désapprouve toujours le principe des «versements annuels ou autres versements périodiques de montants égaux ou différents échelonnés sur une période donnée», de même que la notion de «révision des montants tous les cinq ans». Les principes et prémisses sous-jacents au paiement d'un loyer n'existent pas dans le cas de l'acquisition d'une servitude aux fins de construction d'une canalisation enfouie, étant donné que le propriétaire est indemnisé pour l'utilisation du terrain immédiatement après la remise en état du terrain qui suit les travaux de construction.

Depuis toujours, et la loi en dispose, sans doute de la même façon, le paiement d'un droit d'usager, communément appelé loyer, concerne exclusivement les privilèges dont, en raison de leur nature, le propriétaire ne peut jouir aussi longtemps qu'ils sont exercés par le locataire. Dans l'industrie pétrolière, ces privilèges peuvent être décrits comme les choses dont le propriétaire ne peut faire usage au sens traditionnel du terme parce que les intérêts qu'il y détient sont grevés. Ces choses comprennent, sans que l'énumération soit exhaustive, les chantiers de forage, les emplacements de batterie, les compteurs, les stations de pompage, les vannes et autres installations accessoires semblables. Dans ces cas, l'industrie n'a jamais refusé de verser un loyer périodique; en fait, elle l'a toujours fait volontairement et elle continuera de le faire sans qu'une loi l'y oblige.

En vertu de cette coutume et de cet usage de droit commun, aucun versement n'est nécessaire si la nature de l'emprise n'empêche pas sérieusement le propriétaire de reprendre presque immédiatement la jouissance de son bien. Il existe suffisamment de lois et de textes législatifs pour protéger l'intérêt du propriétaire au cas où des entrées et sorties périodiques seraient nécessaires pour assurer l'entretien de la canalisation.

restoration of the soil's productivity an owner only suffers a temporary inconvenience and loss of earnings for which he is fully compensated.

It has been argued that this practice only serves to protect an owner if his lands revert to their previous use as agricultural lands and their highest and best use continues to be dedicated to agricultural purposes. We submit that this is not the case in fact. Numerous examples and cases exist to prove that a change in use does not materially effect the opportunities of the owner. This is demonstrated by the fact that a buried pipeline does not appear to affect the market value of the parcel containing same.

This then leads to a discussion of the "residual value". If an owner is able to continue to make full use of his interest after a short hiatus period, for which he is compensated, then it is not logical to argue that there is no level of residual value. While it is readily admitted that the residual value is not total, and thus equal to the market value because of certain prohibitions, it does in reality approximate this value.

Recent judicial decisions take into account the residual value of easement. It is an important consideration in establishing a fair price. We therefore request the insertion of "the residual value of easement" under 75.19(1). It would be appropriately inserted as a new subsection (b).

The November 14, 1980 Decision of the Court of Appeal of Alberta (Appeal No. 13265-Cochin Pipe Lines Ltd. vs David Rattray and Robert Rattray) sustained a number of precedents and established the residual value should be considered on individual merit. Thus, if any residual value is proven, the requirement for annual or periodic payments (beyond compensation established by the market-value concept) falls away.

The Alberta Surface Rights Board in Decision No. E166/78 stated the following:

"... For the grant of the right-of-way in which to construct its pipeline, the Applicant is paying the full value of the area granted in fee simple as if title had passed. Under these circumstances it does not seem reasonable that the Applicant should then be required to pay a rental for the right to use the pipeline for its operations. The Respondent retains the right to use the surface for agricultural purposes, and it is the Board's opinion that only when that residual right of the Respondent to use of the surface is interfered with or negated should there be a consideration given to "rental compensation"."

We also wish to bring to your attention the possibility of further conflict resulting from the introduction of periodic payments and rentals. If such benefits are transferable, and there is no restriction in Bill C-60 that they cannot be transferred, a new owner following the sale of lands with pipeline easements may end up with the right-of-way, but the periodic payments/rental may accrue to the previous owner. This could be avoided by disallowing the transfer of any benefits away from the registered owner of the land.

The proposed "rental" philosophy is fraught with problems and it seems counter-productive to introduce such a scheme

A condition que la surface du sol soit remise en état de produire, le propriétaire ne subit qu'un inconvénient et une perte de revenus temporaires pour lesquels il est entièrement indemnisé.

On a soutenu que cette pratique servait à protéger les intérêts d'un propriétaire foncier uniquement s'il poursuit l'exploitation agricole du terrain. Selon nous, ce n'est pas le cas. De nombreux exemples et précédents démontrent qu'un changement d'utilisation du sol ne réduit pas sensiblement l'indemnité que le propriétaire peut obtenir; à preuve, un pipe-line ne porte apparemment pas atteinte à la valeur marchande de la parcelle de terrain où il est enfoui.

Cet aspect nous amène à discuter de la «valeur résiduelle». Si un propriétaire peut utiliser pleinement son bien après une courte interruption pour laquelle il est indemnisé, il n'est pas logique de soutenir qu'il n'existe pas de valeur résiduelle. Quoiqu'on admette sans peine que la valeur résiduelle n'est pas entière et, partant, qu'elle n'est pas égale à la valeur marchande à cause de certaines restrictions, en réalité, elle en est proche.

Des décisions judiciaires récentes reconnaissent la valeur résiduelle d'une servitude. Cet élément joue un rôle important au moment de fixer un prix équitable. Nous demandons par conséquent d'ajouter au paragraphe 75.19(1) un nouvel alinéa b) comportant les termes «valeur résiduelle de la servitude».

Le 14 novembre 1980, dans sa décision concernant l'affaire *Cochin Pipe Lines Ltd. c. David Rattray and Robert Rattray* (n° 13265), la Cour d'appel de l'Alberta a confirmé un certain nombre de précédents et établi que la valeur résiduelle doit être déterminée selon chaque cas. Ainsi, si l'existence d'une valeur résiduelle est démontrée, la nécessité de versements annuels ou périodiques (en sus de l'indemnité dont le montant est établi en fonction de la valeur marchande) tombe aussitôt.

Le *Alberta Surface Rights Board*, dans la décision n° E166/78 a déclaré:

"... Pour obtenir un droit de passage en vue de la construction d'un pipe-line, le requérant paie la pleine valeur de la superficie cédée en propriété inconditionnelle comme s'il y avait eu cession de titre. Dans ce cas, il ne semble pas raisonnable d'exiger du requérant qu'il paie un loyer pour avoir droit d'exploiter le pipe-line. Le défendeur conserve le droit d'utiliser la surface du sol à des fins agricoles. La Commission est d'avis qu'il y aurait lieu de verser un loyer en guise d'indemnité seulement dans le cas où le requérant nierait ou entraverait l'exercice du droit résiduaire du défendeur d'utiliser le sol à des fins agricoles..."

Nous désirons également attirer votre attention sur des différends ultérieurs possibles résultant de l'obligation d'effectuer des versements périodiques ou de payer un loyer. Si ces droits sont transférables, et il n'existe dans le Bill C-60 aucune disposition l'interdisant, le nouveau propriétaire pourrait se retrouver, après la vente des terres et des servitudes liées au pipe-line, en possession d'un droit de passage, mais les versements ou le loyer périodiques pourraient revenir à l'ancien propriétaire. On pourrait éviter cette situation en faisant du propriétaire du terrain le seul bénéficiaire de ces versements.

L'imposition d'un «loyer» risque de poser de gros problèmes et il semble contre-indiqué d'appliquer un tel système alors que

when the traditional manner of right-of-way compensation has worked well and has been regarded as fair and reasonable by all parties concerned throughout the history of the pipeline industry in Canada dating back as far as the 1920s. We believe that it is important not to confuse the concept of subsurface easement and surface use. the residual value principle also needs to be recognized clearly. A benefit/cost analysis of the proposed legislation would, in our opinion, raise serious questions about the merit of introducing a rental philosophy for pipeline right-of-ways.

Right to negotiate

As we interpret Bill C-60 we note that there is no intention to remove from a company the inherent right to negotiate freely with a willing surface owner subject to specific requirements for the necessary right-of-way. On the other hand, while Sections 74(1) & (2) and Sections 75(1) & (2) appear to give the proponent the right to acquire the necessary lands at any time, Section 29.3(1) appears to contemplate that there be no acquisition of land until the plan, profile and book of reference is approved. We are particularly concerned with the wording "most appropriate methods and timing of acquiring lands and of constructing the pipeline". We request that this apparent negation be reviewed by your committee.

Surveying rights

While preliminary surveying rights are not specifically addressed in the bill, we note that Section 62(1) (a) of the existing act does convey the right to a company to survey "subject to this Act and its Special Act". This then implies that some further provision must be adhered to. In order to clarify the position of both the landowner and the company we suggest that provisions be included granting the company the right to carry out such surveys as are required in order to determine the proposed route. The company would be liable for damage and/or inconvenience caused by the survey.

Acquisition of lands

While the Association respects the concepts enunciated in Section 75(1), we submit that 75(2) could create very serious consequences. We would contend that a landowner is adequately protected by virtue of the compensation provisions and other like protection sections in the bill.

Right of entry

With reference to the Sections pertaining to right-of-entry, we submit that such right is a basic necessity to a satisfactory and efficient pipeline construction project. The present wording of Section 75.26(2) introduces a period of delay which is contrary to the basic concept. We find the time constraints difficult to comprehend bearing in mind the opportunities already exercisable by the owner prior to the exercisable by the owner prior to the issuance of the Certificate of Convenience and the fact that an order issued under this clause does not affect the owners' rights to a compensation hearing. Our concerns in this regard are predicated on the possibility that fruitful negotiations may suddenly suffer reversal and thus jeopardize a continuous (moving) construction program.

la méthode traditionnelle d'indemnisation pour droit de passage a toujours été efficace et considérée comme équitable et raisonnable par toutes les parties intéressées depuis les débuts de l'industrie du pipe-line au Canada au cours des années 20. Il importe de ne pas confondre la notion de servitude sous-terrainne et d'utilisation en surface. Le principe de la valeur résiduelle doit également être bien compris. Une analyse de coût-rendement du projet de loi conduirait, selon nous, à une remise en question sérieuse de l'opportunité d'appliquer le principe du loyer aux droits de passage liés au pipe-line.

Droit de négocier

Selon notre interprétation, le Bill C-60 ne retire pas aux entreprises le droit de négocier librement avec un propriétaire foncier consentant, à condition de se conformer à certaines exigences précises relatives au droit de passage nécessaire. Par ailleurs, alors que les paragraphes 74(1) et (2) et les paragraphes 75(1) et (2) semblent reconnaître à une entreprise le droit d'acquérir les terrains nécessaires en tout temps, le paragraphe 29.3(1) semble interdire toute acquisition de terrain avant que le plan, le profil et le livre de renvoi ne soient approuvés. Nous nous préoccupons particulièrement des termes «les méthodes et moments qui conviennent le mieux pour l'acquisition des terrains et la construction du pipe-line». Nous demandons au Comité d'examiner cette apparente contradiction.

Droit de faire des levés

Bien que le projet de loi ne fasse pas spécifiquement mention des droits préliminaires de faire des levés, l'alinéa 62(1)a) de la loi autorise une entreprise à faire des levés «sous réserve de la présente loi et de sa loi spéciale». D'où la nécessité de se conformer à d'autres dispositions. Afin d'éclaircir la situation du propriétaire foncier et de la société, nous recommandons d'ajouter au projet de loi des dispositions reconnaissant à la société le droit d'effectuer les levés nécessaires afin de déterminer le tracé du pipe-line. La société serait tenue d'indemniser le propriétaire pour tout dommage et (ou) inconvenient résultant de ses travaux.

Acquisition de terrains

L'Association reconnaît les principes énoncés au paragraphe 75(1), mais soutient que le paragraphe 75(2) pourraient poser de graves problèmes. Selon nous, le propriétaire foncier est suffisamment protégé par les dispositions relatives à l'indemnité et par les autres articles semblables du projet de loi.

Droit d'accès

Pour ce qui est des articles du projet de loi régissant le droit d'accès, nous soutenons qu'un tel droit est essentiel pour assurer la réalisation d'un projet de pipe-line de façon satisfaisante et efficace. Le libellé actuel du paragraphe 75.26(2) accorde une période de délai qui est contraire à ce principe fondamental. Nous comprenons difficilement le bien fondé d'un tel délai, compte tenu des recours que possède déjà le propriétaire foncier avant que ne soit délivré le certificat de commodité et compte tenu du fait qu'un ordonnance rendue en vertu de cette disposition ne réduit en rien le droit du propriétaire à faire entre ses réclamations. Nous craignons, à cet égard, que des négociations fructueuses ne puissent être com-

We further suggest, in order to minimize the possibility of deliberate delay, that Section 76.25(c) be amended by the insertion of the words "excepting objections to the approved route" following the word "writing".

All of which is respectfully submitted.

Yours sincerely,

Hans Maciej
Technical Director

promises, empêchant, du même coup, la poursuite d'un programme de construction en cours.

Nous recommandons également, afin de minimiser la possibilité de retards délibéré, que l'alinéa 76.25c) soit amendé en ajoutant aux termes «par écrit» les termes «sauf objection au tracé approuvé».

Respectueusement soumis.

Veuillez agréer, Monsieur le sénateur, l'expression de nos sentiments distingués.

Le directeur technique,
Hans Maciej



If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Printing Office,
Supply and Services Canada,
45 Sacré-Coeur Boulevard,
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7 .

En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:
Imprimerie du gouvernement canadien,
Approvisionnement et Services Canada,
45, boulevard Sacré-Coeur,
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7

WITNESSES—TÉMOINS

From TransCanada Pipelines:

Mr. George M. Hugh, Vice-President, Engineering and Operations;
Mr. Douglas C. Calder, Senior Manager, Right-of-Way and Environmental Affairs;
Mr. Edward A. Tory, Counsel.

From Interprovincial Pipe Line Ltd.:

Mr. Robert J. C. Dunsmore, Manager, Right-of-Way Department;
Mr. Richard P. Smith, Solicitor.

From Trans Quebec & Maritimes Pipeline Inc.:

Mr. Barry W. Ritcey, Vice-President, Operations;
Mr. Marc G. Fortier, Vice-President, Legal and Regulatory Affairs;
Mr. Louis Leclerc, Legal Counsel.

De TransCanada Pipelines:

M. George M. Hugh, vice-président, Ingénierie et exploitation;
M. Douglas C. Calder, premier gérant, Questions foncières et écologiques;
M. Edward A. Tory, conseiller juridique.

De Pipeline Interprovincial Ltée.:

M. Robert J. C. Dunsmore, gérant, Division des questions foncières;
M. Richard P. Smith, avocat.

De Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.:

M. Barry W. Ritcey, vice-président, Exploitation;
M. Marc G. Fortier, vice-président, Affaires juridiques et réglementation;
M. Louis Leclerc, conseiller juridique.



First Session
Thirty-second Parliament, 1980-81

Première session de la
trente-deuxième législature, 1980-1981

SENATE OF CANADA

SÉNAT DU CANADA

*Proceedings of the Special
Committee of the Senate of the*

*Délibérations du comité
spécial du Sénat sur le*

Northern Pipeline

Pipe-line du Nord

Chairman:
The Honourable EARL A. HASTINGS

Président:
L'honorable EARL A. HASTINGS

Tuesday, March 31st, 1981

LIBRARY
MAY 26 1981

Le mardi 31 mars 1981

Issue No. 15

Fascicule n° 15

Fourth and Final Proceedings on
Bill C-60, intituled "An Act to amend
the National Energy Board Act"

Quatrième et dernier fascicule concernant
Le Bill C-60, intitulé: «Loi modifiant la
Loi sur l'Office national de l'énergie»

APPEARING:

COMPARAÎT:

The Honourable H. A. (Bud) Olson, P.C., Minister
responsible for the Northern Pipeline Agency

L'honorable H. A. (Bud) Olson, c.p., ministre
responsable de l'Administration du pipe-line du Nord

REPORT OF THE COMMITTEE

RAPPORT DU COMITÉ

WITNESS:
(See back cover)

TÉMOIN:
(Voir à l'endos)

SPECIAL COMMITTEE OF THE SENATE
ON THE NORTHERN PIPELINE

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman:*

The Honourable Paul Lucier, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

| | |
|----------|------------|
| Adams | Lucier |
| Austin | Molgat |
| Balfour | Nurgitz |
| Bielish | *Perrault |
| Cottreau | Riley |
| Doody | Rowe |
| Guay | Sherwood |
| Hastings | Thériault |
| Hays | Tremblay |
| Langlois | Williams |
| | Yuzyk—(21) |

**Ex Officio Member*

(Quorum 5)

COMITÉ SPÉCIAL DU SÉNAT SUR
LE PIPE-LINE DU NORD

Président: L'honorable Earl A. Hastings

Vice-président: L'honorable Paul Lucier

Les honorables sénateurs:

| | |
|----------|------------|
| Adams | Lucier |
| Austin | Molgat |
| Balfour | Nurgitz |
| Bielish | *Perrault |
| Cottreau | Riley |
| Doody | Rowe |
| Guay | Sherwood |
| Hastings | Thériault |
| Hays | Tremblay |
| Langlois | Williams |
| | Yuzyk—(21) |

**Membre d'office*

(Quorum 5)

ORDER OF REFERENCE

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate, Tuesday, March 17, 1981:

"Pursuant to the Order of the Day, the Senate resumed the debate on the motion of the Honourable Senator Olson, P.C., seconded by the Honourable Senator Frith, for the second reading of the Bill C-60, intituled: "An Act to amend the National Energy Board Act".

After debate, and—

The question being put on the motion, it was—
Resolved in the affirmative.

The Bill was then read the second time.

The Honourable Senator Frith moved, seconded by the Honourable Senator Perrault, P.C., that the Bill be referred to the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline.

The question being put on the motion, it was—
Resolved in the affirmative."

ORDRE DE RENVOI

Extrait des Procès-verbaux du Sénat, le mardi 17 mars 1981:

«Suivant l'Ordre du jour, le Sénat reprend le débat sur la motion de l'honorable sénateur Olson, C.P., appuyé par l'honorable sénateur Frith, tendant à la deuxième lecture du Bill C-60, intitulé: «Loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie».

Après débat,

La motion, mise aux voix, est adoptée.

Le bill est alors lu pour la deuxième fois.

L'honorable sénateur Frith propose, appuyé par l'honorable sénateur Perrault, C.P., que le bill soit déferé au Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord.»

La motion, mise aux voix, est adoptée.

Le greffier du Sénat

Robert Fortier

Clerk of the Senate

MINUTES OF PROCEEDINGS

TUESDAY, MARCH 31, 1981
(23)

[Text]

The Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline met this day at 10:00 a.m., the Chairman, the Honourable Earl A. Hastings, presiding.

Members of the Committee present: The Honourable Senators Adams, Balfour, Hastings, Nurgitz, Riley, Thériault and Yuzyk. (7)

In attendance: Mr. Alan Macdonald, Legal Counsel, National Energy Board, Mr. Peter Johnson, Senior Legislative Counsel, Department of Justice, Mr. R. L. du Plessis, Q.C., Law Clerk and Parliamentary Counsel, Mrs. Louise Meagher, Assistant to the Law Clerk and Parliamentary Counsel, Miss Mildred Morton, Legal Research Office, Library of Parliament, Daniel Amireault, Administrative Assistant to the Committee and Sonya Dakers, Research Branch, Library of Parliament.

The Committee commenced its clause-by-clause consideration of Bill C-60, intitled: "An Act to amend the National Energy Board Act".

After debate and upon all clauses being called, it was *Agreed* that the following be allowed to stand until the meeting resumed in the afternoon, in order to discuss the said clauses with the Honourable H. A. (Bud) Olson, P.C., Minister responsible for the Northern Pipeline Agency:

1. *Clause 2:* proposed subsection 29.2(3)
2. *Clause 2:* proposed subsection 29.1(5)
3. *Clause 2:* proposed subsection 29.3(1)
4. *Clause 5:* proposed subsection 73(1)
5. *Clause 5:* proposed paragraph 74(2)(b)
6. *Clause 5:* proposed paragraph 74(2)(d)
7. *Clause 5:* proposed subsection 75.19(1)
8. *Clause 5:* proposed subsection 75.2(1)

At 11:35 a.m., the Committee adjourned until 2:00 in the afternoon.

AFTERNOON SITTING (24)

The Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline met at 2:00 p.m., the Chairman, the Honourable Earl A. Hastings, presiding.

Members of the Committee present: The Honourable Senators Adams, Balfour, Guay, Hastings, Hays, Lucier, Riley, Thériault and Yuzyk. (9)

In attendance: Mr. Alan Macdonald, Legal Counsel, National Energy Board, Mr. Peter Johnson, Senior Legislative Counsel, Department of Justice, Mr. R. L. du Plessis, Q.C., Law Clerk and Parliamentary Counsel, Mrs. Louise Meagher, Assistant to the Law Clerk and Parliamentary Counsel, Miss Mildred Morton, Legal Research Office, Library of Parliament, Daniel Amireault, Administrative Assistant to the Committee and Sonya Dakers, Research Branch, Library of Parliament.

PROCÈS-VERBAL

LE MARDI 31 MARS 1981
(23)

[Traduction]

Le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord se réunit aujourd'hui à 10 heures sous la présidence de l'honorable Earl A. Hastings (président).

Membres du Comité présents: Les honorables sénateurs Adams, Balfour, Hastings, Nurgitz, Riley, Thériault et Yuzyk. (7)

Aussi présents: M. Alan Macdonald, conseiller juridique, office national de l'énergie; M. Peter Johnson, premier conseiller législatif, ministère de la Justice, M. R. L. du Plessis, c.r., légiste et conseiller parlementaire, M^{me} Louise Meagher, adjointe au légiste et conseiller parlementaire, M^{lle} Mildred Morton, Bureau de recherche juridique, Bibliothèque du Parlement; Daniel Amireault, adjoint administratif du Comité et Sonya Dakers, service de recherche, Bibliothèque du Parlement.

Le Comité entreprend l'étude, article par article, du Bill C-60 intitulé: «Loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie».

Après débat, et sur la mise en délibération de tous les articles, il est convenu,—Que les articles suivants soient réservés jusqu'à la reprise des travaux cet après-midi afin de discuter lesdits articles avec l'honorable H. A. (Bud) Olson ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord.

1. *Article 2:* paragraphe 22.2(3) proposé
2. *Article 2:* paragraphe 29.2(5) proposé
3. *Article 2:* paragraphe 29.3(1) proposé
4. *Article 5:* paragraphe 73(1) proposé
5. *Article 5:* alinéa 74(2)(b) proposé
6. *Article 5:* alinéa 74(2)(d) proposé
7. *Article 5:* paragraphe 75.19(1) proposé
8. *Article 5:* paragraphe 75.2(1) proposé

A 11 h 35, le Comité suspend ses travaux jusqu'à 14 heures.

SÉANCE DE L'APRÈS-MIDI (24)

Le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord se réunit aujourd'hui à 14 heures sous la présidence de l'honorable Earl A. Hastings (président).

Membres du Comité présents: Les honorables sénateurs Adams, Balfour, Guay, Hastings, Hays, Lucier, Riley, Thériault et Yuzyk. (9)

Aussi présents: M. Alan Macdonald, conseiller juridique, Office national de l'énergie; M. Peter Johnson, premier conseiller législatif, ministère de la Justice, M. R. L. du Plessis, c.r. légiste et conseiller parlementaire, M^{me} Louise Meagher, adjointe du légiste et conseiller parlementaire, M^{lle} Mildred Morton, Bureau de recherche juridique, Bibliothèque du Parlement; Daniel Amireault, adjoint administratif du Comité et Sonya Dakers, service de recherche, Bibliothèque du Parlement.

Appearing: The Honourable H. A. (Bud) Olson, P.C., Minister responsible for the Northern Pipeline Agency.

The Committee gave consideration to 8 Clauses which had been allowed to stand in the morning.

A Submission by Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd. was considered and commented upon by Mr. Macdonald.

After debate, and on Motion duly put, it was *Resolved* to report the said Bill with the following amendments:

1. *Page 4, Clause 2:* Strike out line 2 and substitute the following:

"methods and timing"

2. *Page 6, Clause 5:* Strike out lines 23 to 26 and substitute the following:

"(b) review every five years of the amount of any compensation payable in respect of which annual or other periodic payments have been selected;"

3. *Page 6, Clause 5:* Strike out line 34 and substitute the following:

"suits and actions resulting from gross negli-"

4. *Page 11, Clause 5:*

(a) Add, immediately after line 41, the following:

"(b) where annual or periodic payments are being made pursuant to an agreement or an arbitration decision, changes in the market value referred to in paragraph (a) since the agreement or decision or since the last review and adjustment of those payments, as the case may be;"

(b) Change the letters designating the remaining paragraphs accordingly.

5. *Page 12, Clause 5:* Strike out line 30 and substitute the following:

"pension or such part thereof as is specified by the person be made by one lump sum"

6. *Page 12, Clause 5:* Strike out lines 36 to 38 and substitute the following:

"that the compensation or such part thereof as is specified by the person be made by annual or periodic payments of equal or different amounts over a period of time and that there be a periodic review of such compensation or part thereof."

At 3:40 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

ATTEST:

Le greffier du Comité

Aline Pritchard

Clerk of the Committee

Comparaît: L'honorable H. A. (Bud) Olson, c.p., ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord.

Le Comité étudie les 8 articles qui ont été réservés au cours de la séance du matin.

Un mémoire de Foothills Pipe Lines (Alberta) Ltd. est étudié et analysé par M. Macdonald.

Après débat et sur motion dûment mise aux voix, *Il est décidé* de faire rapport du bill avec les amendements suivants:

1. *Page 4, article 2:* Remplacer les lignes 4 et 5 par ce qui suit:

«nent le mieux pour la construction du pipe-line.»

2. *Page 6, article 5:* Remplacer les lignes 26 à 30 par ce qui suit:

«b) un examen quinquennal du montant de toute indemnité à payer dont le mode de paiement choisi consiste en versements annuels ou autres versements périodiques;»

3. *Page 6, article 5:* Remplacer la ligne 38 par ce qui suit:

«la négligence grossière ni de la faute volontaire du»

4. *Page 11, article 5:*

a) insérer, après la ligne 41, ce qui suit:

«b) lorsque des versements annuels ou périodiques sont prévus par un accord ou une décision arbitrale, les changements survenus dans la valeur marchande mentionnée à l'alinéa a) depuis l'accord ou la décision ou depuis la dernière révision ou le rajustement de ces versements, selon le cas;»

b) Modifier en conséquence les lettres qui désignent les autres alinéas.

5. *Page 12, article 5:* Remplacer les lignes 32 et 33 par ce qui suit:

«choix de la personne, ordonner le paiement de l'indemnité, ou de la fraction de celle-ci que précise la personne, par versement unique d'une»

6. *Page 12, article 5:* Remplacer les lignes 39 à 43 par ce qui suit:

«demande de la personne, ordonner le paiement de l'indemnité, ou de la fraction de celle-ci que précise la personne, par versements annuels ou autres versements périodiques de montants égaux ou différents échelonnés sur une période donnée et l'examen périodique de l'indemnité ou de la fraction de celle-ci.»

A 15 h 40 le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

ATTESTÉ:

REPORT OF THE COMMITTEE

Wednesday, April 1st, 1981

The Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline to which was referred Bill C-60, intituted: "An Act to amend the National Energy Board Act" has, in obedience to the order of reference of Tuesday, March 17, 1981, examined the said Bill and now reports the same with the following amendments:

1. *Page 4, Clause 2:* Strike out line 2 and substitute the following:

"methods and timing"

2. *Page 6, Clause 5:* Strike out lines 23 to 26 and substitute the following:

"(b) review every five years of the amount of any compensation payable in respect of which annual or other periodic payments have been selected;"

3. *Page 6, Clause 5:* Strike out line 34 and substitute the following:

"suits and actions resulting from gross negli-"

4. *Page 11, Clause 5:*

(a) Add, immediately after line 41, the following:

"(b) where annual or periodic payments are being made pursuant to an agreement or an arbitration decision, changes in the market value referred to in paragraph (a) since the agreement or decision or since the last review and adjustment of those payments, as the case may be;"

(b) Change the letters designating the remaining paragraphs accordingly.

5. *Page 12, Clause 5:* Strike out line 30 and substitute the following:

"pensation or such part thereof as is specified by the person be made by on lump sum"

6. *Page 12, Clause 5:* Strike out lines 36 to 38 and substitute the following:

"that the compensation or such part thereof as is specified by the person be made by annual or periodic payments of equal or different amounts over a period of time and that there be a periodic review of such compensation or part thereof."

RAPPORT DU COMITÉ

Le mercredi 1^{er} avril 1981

Le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord auquel a été déferé le bill C-60, intitulé: «Loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie» a, conformément à l'ordre de renvoi du mardi 17 mars 1981, examiné ledit bill et en fait maintenant rapport avec les amendements suivants:

1. *Page 4, article 2:* Remplacer les lignes 4 et 5 par ce qui suit:

«nent le mieux pour la contruction du pipe-line.»

2. *Page 6, article 5:* Remplacer les lignes 26 à 30 par ce qui suit:

«b) un examen quinquennal du montant de toute indemnité à payer dont le mode de paiement choisi consiste en versements annuels ou autres versements périodiques;»

3. *Page 6, article 5:* Remplacer la ligne 38 par ce qui suit:

«la négligence grossière ni de la faute volontaire du»

4. *Page 11, article 5:*

a) insérer, après la ligne 41, ce qui suit:

«b) lorsque des versements annuels ou périodiques sont prévus par un accord ou une décision arbitrale, les changements survenus dans la valeur marchande mentionnée à l'alinéa a) depuis l'accord ou la décision ou depuis la dernière révision ou le rajustement de ces versements, selon le cas;»

b) Modifier en conséquence les lettres qui désignent les autres alinéas.

5. *Page 12, article 5:* Remplacer les lignes 32 et 33 par ce qui suit:

«choix de la personne, ordonner le paiement de l'indemnité, ou de la fraction de celle-ci que précise la personne, par versement unique d'une»

6. *Page 12, article 5:* Remplacer les lignes 39 à 43 par ce qui suit:

«demande de la personne, ordonner le paiement de l'indemnité, ou de la fraction de celle-ci que précise la personne, par versements annuels ou autres versements périodiques de montants égaux ou différents échelonnés sur une période donnée et l'examen périodique de l'indemnité ou de la fraction de celle-ci.»

Respectfully submitted,

Respectueusement soumis,

Le président

Earl A. Hastings

Chairman

EVIDENCE

Ottawa, Tuesday, March 31, 1981.

[Text]

The Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline, to which was referred Bill C-60, to amend the National Energy Board Act, met this day at 10.00 a.m. to give consideration to the bill.

Senator E. Hastings (Chairman) in the Chair.

The Chairman: Honourable senators, this morning we continue our consideration of Bill C-60. As there have been no other organizations or individuals who have wished to appear before us, I propose that we commence our clause-by-clause consideration of the bill.

With us this morning to answer any questions you might have are Mr. Alan Macdonald, Legal Counsel of the National Energy Board and Mr. Peter Johnson, Senior Legislative Counsel of the Department of Justice.

I might indicate that we have already considered the clauses we wish to amend, and when we have delineated any other areas we wish to amend we will stand those and adjourn until 2 o'clock this afternoon to meet with the minister at which time we can go over the amendments with him. Is that agreed?

Hon. Senators: Agreed.

The Chairman: I shall stand the title and I shall stand clause 1. That brings us to clause 2. Are there any comments with respect to section 29.1?

Senator Nurgitz: Not having the full act before us, Mr. Chairman, I don't know if there is any definition of the term "owner." Perhaps legal counsel can help us. Is there a definition of the term "owner"?

Mr. Alan Macdonald, Counsel, Law Branch, National Energy Board: No, there is not, senator. For the purposes of the arbitration division we have defined the word "owner" to relate to section 64 of the act, which, in effect says "any person interested in the land covered by the pipeline." We feel that is as broad as it needs to be to take in any person who might have a claim. There is equivalent wording in subsection 29.1(3) which again is the same wording: "A person who is interested in the land." These are both very broad sections. They relate to the two separate main parts of the bill.

Senator Nurgitz: In provincial statutes there is certainly a fairly detailed and broad classification of the word "owner." I am thinking of real property acts in various provinces that include mortgagees and other people with registered interests shown on title.

Mr. Macdonald: Yes.

Senator Nurgitz: Out of interest, how would you cover off the question of a dower right, for example? That is not even registerable, perhaps. I have not thought about this myself, I am sorry.

Mr. Macdonald: Given the interpretation that is consistently given to the word "interest," any person who had a registered

TÉMOIGNAGES

Ottawa, le mardi 31 mars 1981

[Traduction]

Le Comité spécial du Sénat sur un pipe-line du nord, auquel a été renvoyé le bill C-60 visant à modifier la Loi sur l'Office national de l'énergie, se réunit aujourd'hui à 10 h pour étudier le bill.

Le sénateur E. Hastings (président) occupe le fauteuil.

Le président: Honorables sénateurs, nous poursuivons ce matin notre examen du bill C-60. Étant donné qu'il n'y a pas eu d'autres organismes ou particuliers intéressés à comparaître devant nous, je propose que nous commencions l'étude du bill article par article.

Pour répondre aux questions que vous voudriez poser, nous avons avec nous ce matin, M. Alan Macdonald, conseiller juridique de l'Office national de l'énergie et M. Peter Johnson, conseiller législatif senior du Ministère de la Justice.

Je peux préciser que nous avons déjà étudié les articles que nous désirons amender et que lorsque nous aurons défini tous les autres domaines que nous désirons amender nous les examinerons et nous ajournerons jusqu'à 14 heures cet après-midi pour rencontrer le ministre et examiner les amendements avec lui. Êtes-vous d'accord?

Des voix: D'accord.

Le président: Je réserve le titre et l'article 1. Cela nous amène à l'article 2. Y a-t-il des observations en ce qui concerne le paragraphe 29.1?

Le sénateur Nurgitz: Comme nous n'avons pas la totalité de la loi devant nous, monsieur le président, j'ignore s'il existe une définition du terme «propriétaire». Peut-être que le conseiller juridique serait en mesure de nous aider. Existe-t-il une définition du terme «propriétaire».

M. Alan Macdonald, conseiller, section juridique, Office national de l'énergie: Non, il n'y en a pas, sénateur. Aux fins de la section d'arbitrage, nous avons défini le mot «propriétaire» comme se rapportant à l'article 64 de la loi qui précise en effet «tous les intéressés». Nous pensons que cette définition est assez vaste pour englober toute personne qui pourrait avoir à formuler une réclamation. Il existe au paragraphe 29.1 (3) un libellé équivalent qui dit aussi «une personne intéressée». Il s'agit là de deux articles très larges. Ils se rattachent aux deux parties principales distinctes du bill.

Le sénateur Nurgitz: Dans les lois provinciales, il existe certainement une classification très détaillée et étendue du mot «propriétaire». Je pense aux lois sur les biens immobiliers de diverses provinces qui comprennent les créanciers hypothécaires et les autres personnes dont les intérêts enregistrés sont indiqués en titre.

M. Macdonald: Oui.

Le sénateur Nurgitz: Par curiosité, comment couvririez-vous la question du droit douanier par exemple? Cela n'est peut-être même pas enregistrable. Je n'ai même pas réfléchi moi-même à cette question, je m'excuse.

M. Macdonald: Étant donné l'interprétation qui est uniformément fournie du mot «intérêt», une personne qui possède sur

[Text]

interest in the land would certainly be included within that. A dower right would also be an inchoate interest in the land, and I am quite sure that these words would cover a person with the right of dower.

Senator Nurgitz: Assuming that the dower right was not registered, though—

Mr. Macdonald: Even if it were not, if this came to the notice of the company, I believe under the bill they would be required to serve a notice.

The Chairman: Would it be of any value to add the Word "registered"?

Mr. P. E. Johnson, Senior Legislative Counsel, Legislation Branch, Department of Justice: We looked at that, senator. One of the difficulties is that, if you do that, you will cut out many people who have unregistered interests, such as leaseholders.

Senator Balfour: How is the company to know in the case of an unregistered interest that the company has an obligation?

Mr. Johnson: The way it is framed puts an onus on the company to look into who is on the land, both in terms of the owner and of persons referred to in subsection (3).

Senator Balfour: The whole philosophy behind the land titles system is that, if persons expect to be dealt with, there is an obligation on their part to register their interests in some way.

Mr. Johnson: There are some leaseholders, however, who cannot register because of various circumstances. For example, they may have a lease that only goes for six months or for some other reason is not registerable. There are certain requirements in the Land Titles Act as to a lease.

Senator Balfour: Under any land titles systems I am familiar with I could register a caveat to protect a six-month lease. It seems to me that this is imposing an unreasonable burden on the pipeline company.

Mr. Macdonald: The burden would come, senator, in relation to the initial part of the bill covering the profile. The words "so far as they can be ascertained" have been added. So those are the persons who must be served with a notice. The provision that the notice of the hearing has to be advertised in newspapers was intended to cover the remaining persons. We think that a reasonable interpretation of that would be for the company to have to do a search of the land titles and serve any person who seemed to have an interest in the land. In serving those notices, if they were advised that some other person had a claim to the land, they would also be obligated to serve those persons, but I cannot reasonably see the obligation going beyond that.

The notice in the newspapers is intended to cover other persons who may have an interest, which it is not reasonable to ask the pipeline company to attempt to ascertain. That would be a terrible burden, but the requirement is not unreasonable, we think. We are not requiring a company to go out and ask

[Traduction]

le terrain un droit de propriété enregistré entrerait certainement dans le cadre de la définition. Un droit de douaire serait également un intérêt en puissance sur le terrain et je suis tout à fait certain que ces mots couvriraient une personne possédant un droit de douaire.

Le sénateur Nurgitz: En supposant que le droit de douaire ne soit pas enregistré, bien que...

M. Macdonald: Même s'il ne l'était pas, si la compagnie s'en apercevait, je crois qu'en vertu du bill elle serait tenue de signifier un avis.

Le président: Serait-il utile d'ajouter le mot «enregistré»?

M. P. E. Johnson, conseiller législatif sénior, direction de la législation, ministère de la Justice: Nous avons examiné la question, sénateur. Si vous faites cela, vous éliminerez de nombreuses personnes qui possèdent des intérêts enregistrés, comme les bailleurs.

Le sénateur Balfour: Dans le cas d'un intérêt non enregistré, comment la société va-t-elle savoir qu'elle a une obligation?

M. Johnson: La façon dont le système est conçu impose à la société de voir qui se trouve sur le terrain, tant en ce qui concerne le propriétaire que les personnes auxquelles il est fait allusion au paragraphe (3).

Le sénateur Balfour: Toute la philosophie qui sous-tend le système des titres de biens-fonds réside dans le fait que si des personnes s'attendent à être mise en cause, elles sont obligées d'enregistrer leurs intérêts d'une façon ou d'une autre.

M. Johnson: Toutefois, il y a des bailleurs qui ne peuvent pas être enregistrés pour diverses raisons. Par exemple, ils peuvent avoir un bail qui n'a qu'une durée de six mois ou qui ne peut pas être enregistré pour quelque autre raison. Il existe certaines conditions dans la Loi sur les titres des biens-fonds en ce qui concerne un bail.

Le sénateur Balfour: En vertu de n'importe quel titre de biens-fonds que je connais, je pourrais enregistrer une opposition pour protéger un bail de six mois. Il me semble que cela impose à la compagnie de pipe-line, une obligation indue.

M. Macdonald: Sénateur, l'obligation proviendrait de la partie initiale du bill qui couvre le bref historique. Les mots «dans la mesure où leur identité peut être établie» ont été ajoutés. Il s'agit donc des personnes à qui un avis doit être signifié. La disposition selon laquelle l'avis de l'audience doit être publié dans les journaux a pour objet de couvrir les autres personnes. Nous pensons qu'une interprétation raisonnable de cette disposition serait que la compagnie devrait rechercher les titres de propriété des terrains et signifier un avis aux personnes qui semblent avoir un intérêt dans ces terrains. En signifiant ces avis, si elles ont été informées que d'autres personnes revendiquaient le terrain, elles seraient également obligées de leur signifier un avis. Je ne peux raisonnablement pas voir l'obligation se prolonger au-delà de ce point.

L'avis dans les journaux est destiné à couvrir les autres personnes qui peuvent avoir un intérêt qu'il n'est pas raisonnable de demander à la compagnie de pipe-line d'essayer d'établir. Cela constituerait une charge aberrante mais nous pensons que l'exigence n'est pas indue. Nous n'exigeons pas

[Text]

everybody in the country who might have an interest in that land.

The Chairman: Shall 29.1 carry?

Senator Nurgitz: Before it carries, Mr. Chairman, I guess sub section 29.1(3) really says that, if you think you are being adversely affected and that you have a right, you serve notice and then you are like all other interested parties and will be notified of the hearings and everything else.

The point I am interested in, however, is what happens if I am not adversely affected but I do have an interest that is not registered.

Mr. Macdonald: If you look at the wording of subsection (3), senator, it says that a "person anticipates that his lands may be adversely affected." So you must have some connection with the land. There is also other wording in line 34 of that subsection which says that he must provide a written statement "setting forth the nature of his interest in those lands."

If there is the interest in the land, therefore, the person is entitled to file an objection, but, on the other hand, that person must be a person who anticipates some adverse effect on him or his land.

Senator Nurgitz: It is only if he feels it is adverse. He may well agree with what is happening and, in spite of that, not have a registrable interest, if you like.

Mr. Macdonald: All I can say, senator, is that, if he saw the newspaper notice and he had some interest, he would be entitled to file an objection. If he had no objection, I am not sure that he would be prejudiced in any way.

Senator Nurgitz: All right.

Senator Adams: Mr. Chairman, I have a question. Many of the communities in the Territories control the land within a 25-mile limit of the community. If a pipeline should go through that area, then it must conform to the by-laws of that municipality. I believe that at the moment we are talking about landowners, but what would happen if a pipeline were to go through this 25-mile community limit?

The Chairman: Senator Adams, I believe we are talking about both the owner of the land and any one who is affected. Both are covered.

Senator Adams: You mean that both the individual and the municipality are covered within that limit?

The Chairman: Under paragraph 29.1(1)(a), the company is required to serve notice on the owner, who then has an opportunity to make his case before the board. Paragraph 29.1(1)(b) provides for the publishing of a notice in a publication of general circulation, and anyone who is adversely affected may make representations to the board.

[Traduction]

qu'une compagnie aille demander à tous les habitants du pays qui peuvent avoir un intérêt dans ce terrain.

Le président: L'Article 29.1 est-il adopté?

Le sénateur Nurgitz: Monsieur le président, avant qu'il soit adopté, je pense qu'il faut lire le paragraphe 29.1(3) dit en réalité que si vous pensez qu'on vous a fait du tort et que vous avez un droit, vous signifiez un avis et vous vous trouvez alors dans la même situation que toutes les autres parties intéressées, c'est-à-dire que vous serez avisé des audiences, etc.

Toutefois, la question qui m'intéresse est de savoir ce qui se produit si on ne me fait pas du tort, tout en ayant un intérêt qui n'est pas enregistré.

M. Macdonald: Sénateur, si vous lisez le libellé du paragraphe (3) vous constaterez qu'il dit ceci: «une personne qui estime que le tracé détaillé... peut être nuisible à ses terrains». Vous devez donc avoir certains intérêts dans le terrain. Il y a également un autre libellé à la ligne 34 qui précise qu'il doit fournir une déclaration écrite indiquant la nature de son intérêt en ce qui concerne les terrains».

En conséquence, s'il existe un intérêt dans les terrains, la personne a le droit de faire opposition mais, d'un autre côté le tracé doit être nuisible à ses terrains ou à elle-même.

Le sénateur Nurgitz: Il ne s'agit que du cas où elle est d'avis que le tracé est nuisible. La personne peut très bien être d'accord avec ce qui se produit et, malgré cela, ne pas avoir d'intérêt enregistrable.

M. Macdonald: Tout ce que je peux dire, Sénateur, c'est que si la personne en question voyait l'avis dans le journal et possédait certains intérêts, elle aurait le droit de faire objection. Si elle ne le faisait pas, je ne suis pas certain qu'on lui ferait du tort d'une façon quelconque.

Le sénateur Nurgitz: Très bien.

Le sénateur Adams: Monsieur le président, j'ai une question. Un bon nombre des collectivités des territoires contrôlent les terrains dans un rayon de 25 milles de la collectivité. Si un pipe-line doit traverser cette région, il doit respecter les règlements de cette municipalité. En ce moment, nous sommes en train de parler des propriétaires de terrains, mais que se produirait-il si un pipe-line devait traverser cette limite de 25 milles de la collectivité?

Le président: Sénateur Adams, je crois que nous sommes en train de parler à la fois du propriétaire du terrain et de toute autre personne touchée par cette question. Les deux sont couverts.

Le sénateur Adams: Vous voulez dire que le particulier et la municipalité sont couverts dans cette limite?

Le président: En vertu de l'alinéa 29.1(1) a) la compagnie est tenue de signifier un avis au propriétaire qui a ensuite la possibilité de présenter des observations à l'office. L'alinéa 29.1(1)b) prévoit la publication d'un avis dans une publication largement diffusée et toute personne qui se considère lésée a le droit de présenter des doléances à l'office.

[Text]

Senator Adams: But if the community controls the land within the limit, then the company would pay to that community?

Mr. Johnson: If the proposed pipeline is to cross municipality-owned roads or properties, then the company must give notice to the municipality and to any affected interests or persons. If any person or group should feel they will be adversely affected, then they can make representations to any member of the Crown.

Senator Adams: My concern is that while the people on the council may collect the money from the company, the affected individuals on land within the 25-mile limit may get nothing, because everything will go to the local council through the municipality.

Mr. Macdonald: If that person were adversely affected, the 25-mile limit would not apply. There would be no limitation under those procedures. Any person who can show that he or she would be adversely affected by the pipeline is entitled to make representations and to put forward his or her claim for damages. The provision includes the municipality, the local council and any individual who can show that he or she is adversely affected. I do not know if that answers your question.

The Chairman: I believe what Senator Adams is asking is, for example, was a trapper who lives 50 miles from the community and whose hunting grounds were adversely affected by the pipeline be entitled to damages?

Mr. Macdonald: I believe so.

Senator Adams: Yes, let us take, for example, a small community which has control of the land within a radius of 25 miles and say, that a hunter lives 10 miles out from the community and that he would like to continue hunting in the area but is affected by the pipeline; then that hunter would get nothing because the money from the company would be claimed by the council.

Mr. Macdonald: I believe, senator, that for the purposes of this bill, even the municipality would not be subject to a 25-limit in cases where it is affected by the pipeline. Supposing, for example, there were cases of air pollution or interference with traplines, then such cases would be sufficient to give the municipality status, even though it might be more than 25 miles away from the source. So the 25-mile limit may apply for other purposes, but this bill contains no reference to that limit. As long as there is an effect, then it does not matter how far away from the pipeline the person or municipality may be located.

Senator Adams: Thank you.

The Chairman: I believe Miss Morton, who is with the Library of Parliament and who assisted in the research on this bill, would like to say something. Miss Morton?

Miss Mildred Morton, Legal Research Office, Library of Parliament: Yes, Mr. Chairman, I would like to point out that there is a provision in section 29.2, subsection (3) that oral representations may be made by other interested person, even

[Traduction]

Le sénateur Adams: mais si la collectivité contrôle les terrains dans la limite, la compagnie dédommagerait cette collectivité.

M. Johnson: Si le pipe-line projeté doit traverser les routes où les propriétés de la municipalité, la compagnie doit signifier avis à la municipalité et à tous les intérêts ou personnes touchées. Si une personne ou un groupe est d'avis qu'on lui fait du tort, elle peut alors présenter des doléances auprès de n'importe quel membre de la Couronne.

Le sénateur Adams: Ce qui m'inquiète c'est le fait que même si les membres du Conseil recueillent l'argent de la compagnie, les intéressés se trouvant sur un terrain dans les limites de 25 milles risquent de ne rien recevoir parce que tout ira au conseil local par l'intermédiaire de la municipalité.

M. Macdonald: Si on faisait du tort à cette personne, la limite de 25 milles ne s'appliquerait pas. Il n'y aurait pas de limite en vertu de ces procédures. Toute personne qui peut prouver que le pipe-line lui cause du tort a le droit de présenter des doléances et d'exiger des dommages-intérêts. La disposition comprend la municipalité, le conseil local et tout particulier pouvant prouver qu'on lui cause du tort. Je ne sais pas si cela répond à votre question.

Le président: Je crois que le sénateur Adams est en train de demander si par exemple un trappeur qui vit à 50 milles de la collectivité et qui constate que le pipe-line porte préjudice à ses terrains de chasse a le droit de recevoir des dommages-intérêts?

M. Macdonald: Je le crois.

Le sénateur Adams: Prenons par exemple une petite collectivité qui contrôle le terrain dans un rayon de 25 milles et disons qu'un chasseur vit à 10 milles de la collectivité, qu'il désire continuer à chasser dans la région mais que le pipe-line le gêne. Ce chasseur ne recevrait rien parce que l'argent de la compagnie serait réclamé par le Conseil.

M. Macdonald: Je crois sénateur qu'aux fins du présent bill, même la municipalité ne serait pas assujettie à la limite de 25 milles si le pipe-line venait à lui être nuisible. Supposons par exemple qu'il y ait des cas de pollution atmosphériques ou d'entraves au parcours de piégeage. De telles situations seraient suffisantes pour donner les statuts de municipalité, même si l'éloignement était supérieur à 25 milles. Il en résulte donc que la limite de 25 milles peut s'appliquer à d'autres fins mais le présent bill ne mentionne pas cette limite. Tant qu'il y a des répercussions, la distance qui sépare la personne ou la municipalité du pipe-line est sans importance.

Le sénateur Adams: Merci.

Le président: Je crois que M^{lle} Morton qui travaille à la bibliothèque du Parlement et qui a assisté aux recherches sur le présent bill désirerait faire une déclaration. M^{lle} Morton?

Mlle Mildred Morton, Bureau de recherches juridiques, Bibliothèque du Parlement: Oui, monsieur le président, je voudrais préciser qu'à l'article 29.2, paragraphe (3) il y a une disposition selon laquelle des observations verbales peuvent

[Text]

one who has not filed a written statement pursuant to this section. It might be argued that people who are not adversely affected might, nevertheless, come under this section as interested parties.

The Chairman: Shall section 29.1 carry?

Hon. Senators: Agreed.

The Chairman: Shall section 29.2 carry?

Senator Adams: I believe that the method used throughout Canada now is that hearings are held before the company begins its project.

The Chairman: This clause provides for such things as public hearings, notice of public hearings, opportunities to be heard, inspection of the lands and subsection (5) begins with the words: "The Board is not required to give any notice, . . ." I think that TransCanada PipeLines suggested that they do not have to hold a hearing for such reasons as they may decide; also TQ & M indicated that they should not have to hold a hearing where there had been previous hearings held. They explained their situation in Quebec where they have had two public hearings, one on environment and one with the agricultural owners before they had received their authority to construct, and they suggested that we were really putting on them now a third public hearing. They asked that the board should take into consideration those two prior hearings, or any prior hearing that had been held.

I am informed that the board is not required to take notice of any prior hearings. It does not know the terms of reference of the hearing that may have been held. It has no knowledge of the hearing, and therefore it should hold its own hearing if required to do so. Am I correct, Mr. Macdonald?

Mr. Macdonald: That is correct, Mr. Chairman.

Senator Balfour: Mr. Chairman, did you go by 29.1(3)?

The Chairman: We are on 29.2(5). I guess I jumped. Do you wish to be heard?

Senator Balfour: I have a problem with 29.1(3) with respect to the use of the word "person" rather than "owner."

The Chairman: It was suggested that it should be "owner," but we are providing here for any person to be heard, not just the owner.

Senator Balfour: It says:

A person who anticipates that his lands . . . Implicit in the expression "his lands" is that the person is an owner.

Mr. Johnson: Not necessarily.

The Chairman: His lands will be affected, but "other than an owner."

Mr. Johnson: That could be the situation of a municipality, for instance, that has an interest in the route of the pipeline within the 25-mile distance from the municipality.

[Traduction]

être formulées même par une personne intéressée qui n'aurait pas présenté de déclaration conformément à ce paragraphe et on pourrait faire valoir que ces personnes à qui il n'est pas fait du tort pourraient néanmoins en vertu de cet article se présenter comme parties intéressées.

Le président: Adoptons-nous l'article 29.1?

Des voix: D'accord.

Le président: Adoptons-nous l'article 29.2?

Le sénateur Adams: Je crois que la méthode utilisée dans tout le Canada à l'heure actuelle est de tenir les audiences avant que la compagnie entreprenne son projet.

Le président: Cette disposition prévoit des audiences publiques, des avis d'audiences publiques, des possibilités de se faire entendre, l'inspection des terrains. Le paragraphe (5) commence par les mots: «L'Office n'est pas tenu de donner avis . . . » Je pense que TransCanada PipeLines a donné à entendre qu'elle n'avait pas à tenir une audience pour les raisons qu'elle jugeait opportune. La compagnie TQ & M a également indiqué qu'elle n'avait pas à tenir une audience lorsqu'il y en avait déjà eu. Ils ont expliqué leur situation au Québec où ils avaient eu deux audiences publiques, une sur l'environnement et l'autre avec les propriétaires agricoles avant de recevoir l'autorisation de construire et ils ont laissé entendre qu'on était en train de leur imposer une troisième audience. Ils ont demandé que l'office tienne compte des deux audiences antérieures ou de toute audience antérieure qui a pu être tenue.

On m'a informé que l'office n'est pas tenu de prendre connaissance des audiences antérieures. In ne connaît pas le mandat de l'audience qui a été tenue. Il n'a pas connaissance de l'audience et en conséquence, il doit tenir la sienne, s'il est tenu de la faire. Ai-je raison M. Macdonald?

M. Macdonald: C'est exact, monsieur le président.

Le sénateur Balfour: Monsieur le président, avez-vous oublié le paragraphe 20.1(3)?

Le président: Nous en sommes au paragraphe 29.2(5). Je crois que je l'ai sauté. Désirez-vous être entendu?

Le sénateur Balfour: J'ai un problème avec le paragraphe 29.1(3) au sujet de l'utilisation du mot «personne» plutôt que «propriétaires».

Le président: On avait proposé que l'on devrait utiliser le mot «propriétaire» mais nous prévoyons ici que toute personne devant être entendue n'est pas simplement le propriétaire.

Le sénateur Balfour: Il est stipulé:

Une personne qui estime que le tracé peut être nuisible à ses terrains . . . Par l'expression «ses terrains» il est implicite que la personne est propriétaire.

M. Johnson: Pas nécessairement.

Le président: Nuisible à ses terrains et «qui n'est pas un propriétaire».

M. Johnson: Cela pourrait être par exemple la situation d'une municipalité qui possède un intérêt dans le tracé du pipe-line à une distance de moins de 25 milles de la municipalité.

[Text]

Senator Balfour: But it does not necessarily imply that the pipeline is directly crossing. In plain English, "person who anticipates that his lands" clearly, in my mind, implies that that person is the owner of his lands.

Mr. Macdonald: Perhaps this wording results from an abundance of caution. We are not intimately aware of all the ramifications and combinations that people can have in the way of interest in lands. This wording is taken from Bill S-12. We would support it on the basis that this hearing will be held and would apply to a person of any description who has any definable interest in land. One of the examples that has come to mind is an Indian band in the north, where the land that they use is owned by the Crown. Nevertheless, the Indian band might have a definite interest in the route of the pipeline. If the word "owner" were inserted here, the band would not be entitled to make representations. That is one example, but there may well be many others.

Not being confident that if we inserted the word "owner" we would not be excluding some sort of person with an interest in the land, we favoured use of the word "person." In this case it is only for the purpose of making representations at the hearings, and obviously if that person is one who really has no interest or cannot show any adverse effect, then the representations would have no effect.

Senator Balfour: Why should it not read "A person who anticipates that he may be adversely affected"? I think you will have a problem.

Mr. R. L. du Plessis, Q.C., Law Clerk and Parliamentary Counsel: If the word "person" is being used in a general sense, would it not make sense to say "A person who anticipates that any lands in which he has an interest may be adversely affected . . ." ? Would that not be consistent with the thought you have just conveyed?

Mr. Macdonald: It might be a little more in line with the other wording, but I am not sure that the legal effect would be any different.

Mr. du Plessis: The word "his" is a possessive pronoun and it certainly implies ownership.

Senator Balfour: I think you could be frustrated in your intention if you leave it as it is. If we accept your explanation, I can see a powerful argument being made before our courts that a person who does not own land is out of court.

Mr. Johnson: What is your recommendation again—that any lands in which he has an interest—

Mr. du Plessis: Yes. I do not know if that expression has been used elsewhere in the bill, but certainly that would seem to convey the general thought that was conveyed by Mr. Macdonald as to the intent of this section.

Mr. Johnson: It would be to "lands in which he has an interest" as opposed to "any person who is adversely affected."

[Traduction]

Le sénateur Balfour: Mais cela n'implique pas nécessairement que le pipe-line traverse directement. Dans mon esprit, l'expression «une personne qui estime que le tracé peut être nuisible à ses terrains» implique clairement que cette personne est la propriétaire des terrains.

M. Macdonald: Ce libellé pêche peut-être par excès de prudence. Nous ne sommes pas trop conscients de toutes les ramifications et combinaisons que les gens peuvent avoir en matière d'intérêts dans les terrains. Ce libellé a été tiré du bill S-12 et nous l'approuvons en partant du fait que cette audience sera tenue et s'appliquera à une personne quelconque qui a un intérêt précis dans le terrain. Un des exemples qui est venu à l'esprit est celui d'une bande indienne du Nord, alors qu'en fait la Couronne est propriétaire du terrain qu'ils utilisent. Néanmoins, la bande indienne pourrait avoir un intérêt précis dans le tracé du pipe-line. Si le mot «propriétaire» était inséré ici, la bande n'aurait pas le droit de faire des observations. Il s'agit là d'un exemple mais il peut y en avoir beaucoup d'autres.

N'étant pas certain que si nous insérions le mot «propriétaire» nous n'excluions pas une catégorie de personnes ayant un intérêt dans le terrain, nous avons préféré utiliser le mot «personne». Dans ce cas, c'est uniquement dans le but de faire des observations aux audiences. Manifestement, si une personne n'a pas vraiment d'intérêt ou ne peut pas prouver qu'on lui a fait du tort, les observations sont sans objet.

Le sénateur Balfour: Pourquoi ne pas dire: «une personne qui estime que le tracé peut être nuisible à ses terrains»? Je pense que vous aurez un problème.

M. R. L. du Plessis, c.r., secrétaire légiste et conseiller parlementaire: Si le mot «personne» était utilisé dans un sens général, il ne rimerait à rien de dire «une personne qui estime que le tracé pourrait être nuisible à ses terrains dans lesquels elle possède un intérêt . . . » Cela ne serait-il pas conforme à l'idée que vous venez d'exprimer?

M. Macdonald: Ça pourrait être un peu plus conforme à l'autre libellé mais je ne suis pas certain que les effets juridiques seraient différents.

M. du Plessis: Le mot «ses» est un prénom possessif qui implique certainement la propriété.

Le sénateur Balfour: Je pense que vous pourriez être déçu dans votre intention si vous le laissez dans son état actuel. Si nous acceptons vos explications, je vois un argument puissant devant nos tribunaux selon lequel une personne qui n'est pas propriétaire est du fait même mise à l'écart du tribunal.

M. Johnson: Une fois encore, quelle est votre recommandation—que toutes les terres dans lesquelles il y a un intérêt—

M. du Plessis: Oui. Je ne sais pas si cette expression a été utilisée ailleurs dans le bill mais elle semblerait certainement rendre l'idée générale qui a été exprimée par M. Macdonald en ce qui concerne l'intention de cet article.

M. Johnson: Il l'accorderait aux terrains dans lesquels il y a un intérêt par opposition à une personne qui estime que le tracé détaillé peut être nuisible à ses terrains.

[Text]

Mr. du Plessis: "A person who anticipates that any lands in which he has an interest may be adversely affected." It seems to me that that would express more clearly the intent of those words. If you are avoiding the use of the word "owner" in order to give a wider meaning to the word, it seems to me that you have to follow through when you are talking about the lands, and refer to it as an interest in lands.

Mr. Johnson: I do not have any objection to that. It is really a question of policy.

The Chairman: Shall we let 29.1(3) stand? I think it is well taken. If I am living 30 miles away from the pipeline, I have to be an owner of the land to make my claim—but if it is a hunting right, I won't be.

Mr. Macdonald: The original intent of tying it to the land was to avoid persons who really had no interest in any land.

The Chairman: So 29.1(3) will stand. We come now to 29.2(1)—public hearing:

Where a written statement is filed with the Board pursuant to subsection 29.1(2) or (3) within the time limited of *thirty days* for doing so under that subsection, the Board shall forthwith order that a public hearing be conducted within the area in which the lands to which the statement relates are situated with respect to any grounds of opposition set forth in any such statement.

Shall 29.2(1) carry?

Hon. Senators: Carried.

The Chairman: "The notice of public hearing." Shall 29.2(2) carry?

Hon. Senators: Carried.

The Chairman: Shall 29.2(3) carry?

Hon. Senators: Carried.

The Chairman: Shall 29.2(4), "Inspection of lands", carry?

Hon. Senators: Carried.

The Chairman: Subsection 29.2(5). This is the section authorizing the board to disregard certain statements made to it. There was, as I indicated earlier, an objection from Trans-Canada and TQ & M to this section. Would you like to explain that again, Mr. Macdonald, where the board does not have to be seized of other hearings?

Mr. Macdonald: The difficulty from that point of view is that there are legal limitations on the ability of any semijudicial or quasijudicial entity such as the board to take account of proceedings before another tribunal. As the chairman mentioned, one of the reasons is that the terms of reference of that other tribunal may be quite different. The parties who appeared before it may or may not include the parties who have a right under the statute to appear before the board; and, in another sense, there is a question of jurisdiction over the pipeline itself. The National Energy Board is the only board with the power to change the route of that pipeline or to order

[Traduction]

M. du Plessis: «Une personne qui estime que le tracé détaillé peut être nuisible aux terrains dans lesquels il a un intérêt». Il me semble que cela exprimerait plus clairement l'intention de ces mots. Si vous évitez d'utiliser le mot «propriétaire» pour donner une signification plus large au mot, il me semble que vous devez aller jusqu'au bout lorsque vous parlez des terres et prévoir un intérêt dans les terres.

M. Johnson: Je n'ai aucune objection à ce sujet. C'est vraiment une question de politique.

Le président: Réserverons-nous le paragraphe 29.1(3)? Je pense que la remarque est pertinente. Si je vis à 30 milles d'un pipe-line, je dois être propriétaire du terrain pour formuler ma réclamation—mais si c'est un droit de chasse, ce ne sera pas le cas.

M. Macdonald: L'intention initiale en reliant la propriété au terrain est d'écarter les personnes qui n'ont vraiment aucun intérêt dans aucune terre.

Le président: Nous réserverons donc le paragraphe 29.1(3). Nous arrivons maintenant au paragraphe 29.2(1)—audience publique:

Dès l'expiration des délais prévus au paragraphe 29.1(2) ou (3) pour faire parvenir une déclaration, l'Office doit, s'il a reçu une déclaration écrite en conformité de l'un de ces paragraphes, ordonner la tenue, dans la région où se trouvent les terrains visés par la déclaration, d'une audience publique relative aux motifs d'opposition énoncés dans cette déclaration.

Adoptons nous le paragraphe 29.2(1)?

Des voix: Adopté.

Le président: «L'avis d'audience publique». Adoptons-nous le paragraphe 29.2(2)?

Des voix: Adopté.

Le président: Adoptons-nous le paragraphe 29.2(3)?

Des voix: Adopté.

Le président: Le paragraphe 29.2(4) qui traite de l'inspection des terrains est-il adopté?

Des voix: Adopté.

Le président: Le paragraphe 29.2(5) autorise l'Office à ne pas tenir compte de certaines déclarations qui lui sont faites. Comme je l'ai déjà indiqué, il y a déjà eu opposition à cette disposition par la TransCanada et la TQ & M. Monsieur Macdonald, voudriez-vous expliquer à nouveau comment il se fait que l'Office n'est pas tenue de tenir d'autres audiences?

M. Macdonald: Le problème est qu'il existe des limites juridiques au pouvoir d'une entité semi-judiciaire ou quasijudiciaire comme l'Office de tenir compte des poursuites intentées devant un autre tribunal. Comme le Président l'a mentionné, l'une des raisons est que le mandat de cet autre tribunal peut être passablement différent. Les parties qui ont comparu peuvent ou non inclure celles qui, aux termes de la loi, ont le droit de comparaître devant l'Office; et, d'un autre point de vue, il y a aussi la question de la juridiction en matière de pipe-line même. L'Office national de l'énergie est le seul qui ait le pouvoir de modifier le tracé de ce pipe-line ou de

[Text]

a change, and in order to decide that question properly, the board should hear these representations that landowners wish to make to it. I think that is the reason why the subsection has been drafted the way it is.

Senator Balfour: What about the suggestion that the language "or for such other reason as the board may deem appropriate" be added to paragraph (b)? Does that make sense?

Mr. Macdonald: It would be a policy consideration, senator. I do not know that there is any legal difficulty with it. It is just a matter of whether the board should have that wide a discretion. It would certainly widen it, there is no doubt about that.

The Chairman: Senator Balfour, do you want to pursue that with the minister?

Senator Balfour: I think we could put it to him, at any rate.

The Chairman: Dealing with subsection 29.3(1), I believe you have an amendment to propose, do you, Mr. Macdonald?

Mr. Macdonald: Yes, Mr. Chairman. We anticipated that senators might wish to take some action with respect to this subsection on the basis of representations made by, among others, Foothills (Yukon). The specific words are "of acquiring lands" appearing on page 4, line 2. Under the scheme of the bill, the pipeline company is required to serve notice on each land owner under section 75 as soon as it has identified the land that may be affected or that the pipeline may cross. I believe it was the intent of the Senate, in passing Bill S-12, that once notice was served, which informs the land owner of all his rights under the bill, negotiations could then proceed between the company and the land owner and, if possible, an agreement could be reached. Various parties have pointed out to us that this wording in subsection 29.3(1) appears to bind the pipeline company not to enter into any agreement until the detailed route of the pipeline has been approved by the board.

I do not believe that this was the intention of the Senate. We certainly have no reason to restrict the actions of the pipeline company once the notice has been served under section 75 and the land owner is aware of all of the various rights that he has. Therefore, we would propose that those words, "of acquiring lands and of" be deleted from the subsection so that it would read, "... the best possible detailed route of the pipeline and the most appropriate methods and timing of constructing the pipeline."

The Chairman: You are proposing to delete the words, "of acquiring lands and of"?

Mr. Macdonald: That is correct.

The Chairman: Perhaps we will stand this one down until a later time. Dealing now with subsection 29.3(2), Foothills suggested that this be broadened to provide that, where the

[Traduction]

commander un changement, et pour être en mesure de trancher cette question en toute connaissance de cause, l'Office doit prendre connaissance des représentations dont les propriétaires veulent lui faire part. Je crois que c'est la raison pour laquelle le paragraphe a été ainsi libellé.

Le sénateur Balfour: Si l'on ajoutait «ou pour toute autre raison que l'Office peut juger acceptable» à l'alinéa b)? Qu'en pensez-vous?

M. Macdonald: Il s'agirait alors d'une question politique, monsieur le sénateur. Je n'y vois aucune difficulté de point de vue juridique. Il s'agit simplement de savoir si l'Office doit avoir un tel pouvoir discrétionnaire. Il va sans dire que cette disposition étendrait son pouvoir.

Le président: Monsieur le sénateur, souhaitez-vous en entretenir le ministre?

Le sénateur Balfour: Je pense que nous pourrions lui en faire part.

Le président: Pour ce qui est du paragraphe 29.3(1), il me semble que vous aviez une modification à proposer, monsieur Macdonald?

M. Macdonald: C'est exact, monsieur le président. Nous nous attendions à ce que des sénateurs souhaitent prendre certaines mesures eu égard à cette disposition compte tenu des représentations faites entre autres par la Foothills (Yukon). L'expression exacte «l'acquisition des terrains et» figure à la page 4, aux lignes 4 et 5. Aux termes de ce projet de loi, et en vertu de l'article 75, la compagnie doit signifier un avis à chacun des propriétaires des terrains après avoir déterminé quels terrains peuvent lui être nécessaires pour un tronçon ou une partie de pipe-line. Il me semble que lorsqu'il a adopté le Bill S-12, le Sénat prévoyait qu'une fois qu'avait été signifié au propriétaire un avis l'informant de tous les droits qui lui sont reconnus aux termes du projet de loi, les négociations pouvaient reprendre entre la compagnie et le propriétaire et, le cas échéant, une entente être conclue. Diverses parties ont souligné que ce libellé du paragraphe 29.3(1) semble contraindre la compagnie du pipe-line à ne conclure aucune forme d'entente tant et aussi longtemps que le tracé détaillé du pipe-line n'a pas été approuvé par l'Office.

Je ne crois pas que le Sénat ait eu cette intention. Nous n'avons certainement aucune raison de limiter les gestes de la compagnie du pipe-line une fois qu'un avis a été signifié aux termes de l'article 75 et que le propriétaire est au fait de tous ses droits. Par conséquent, nous proposons que l'expression «l'acquisition des terrains et» soit supprimée de ce paragraphe et qu'il se lise ainsi «... le meilleur tracé détaillé possible pour le pipe-line et quels sont les méthodes et moments qui conviennent le mieux pour la construction du pipe-line».

Le président: Vous proposez de supprimer l'expression «l'acquisition des terrains et»?

M. Macdonald: C'est juste.

Le président: Peut-être reporterons-nous cela à plus tard. Pour ce qui est du paragraphe 29.3(2), la Foothills a proposé que cette disposition soit élargie de manière à prévoir que,

[Text]

board receives a complaint which it deems to be vexatious, it can approve. They asked that an amendment be made by adding to the paragraph 29.2(5)(b). Do you have any comment?

Senator Nurgitz: Was that not already covered?

Mr. Macdonald: It is our opinion that this concern is already covered by the opening words of subsection (1) of section 29.3. Subsection (1) restricts the ability of the board to approve the plan and profile by requiring it to take into account the various statements that have been filed, but the opening words qualify that and say that where the only objections received are frivolous or have been withdrawn, the board is not required to take them into account. Therefore, it is our opinion that the concern raised has already been dealt with.

The Chairman: Therefore subsection 29.3(2) is carried?

Senator Balfour: Carried.

The Chairman: Section 29.4 dealing with terms and conditions is carried?

Senator Balfour: Carried.

The Chairman: Section 29.5, which deals with the notice of a decision, is carried?

Senator Balfour: Carried.

The Chairman: Section 29.6, dealing with the costs of making representations, is carried?

Senator Balfour: Carried.

The Chairman: Clause 3 of the bill: "Section 31 of the said Act is repealed." Is clause 3 carried?

Senator Nurgitz: What is section 31?

Mr. Macdonald: I can read it from my copy, if that would help. It is effectively obsolete because of these provisions. It reads as follows:

31. At the time the Board approves a plan, profile and book of reference, or gives leave under this Act to take lands without the consent of the owner, or at any time thereafter, the Board may fix a period within which a company shall acquire land or take the necessary steps for such purpose.

Because of the various provisions of the bill, this provision is obsolete at this time. It has been improved upon.

Senator Balfour: Agreed.

The Chairman: Subclause 4(1) deals with section 37 of the same act. Therefore, subclause 4(1) is carried?

Senator Balfour: Carried.

The Chairman: Subclause 4(2), which reads:

Section 37 of the said Act is further amended by adding thereto the following subsections:

Dealing with procedures:

(2) The Board shall not direct a company to divert or relocate any section or part of its pipeline unless the procedures set out in sections 29.1 to 29.5 have been

[Traduction]

lorsque l'Office reçoit une déclaration qui semble futile, il puisse accorder une approbation. Elle a demandé de modifier l'article en y ajoutant un nouvel alinéa 25.2(5)(b). Avez-vous des observations à faire?

Le sénateur Nurgitz: N'en était-il pas déjà question?

M. Macdonald: Il nous semble que ce cas est déjà prévu dans l'introduction du paragraphe 1 de l'article 29.3 qui limite le pouvoir qu'a l'Office d'approuver le plan et le profil en l'obligeant à tenir compte de toutes les déclarations qui lui ont été présentées, mais l'introduction précise que lorsque les seules objections reçues sont futiles ou ont été retirés, l'Office n'est pas tenu d'en tenir compte. Par conséquent, nous sommes d'avis que le point soulevé a déjà été traité.

Le président: Le paragraphe 29.3(2) est-il adopté?

Le président Balfour: Adopté.

Le président: L'article 29.4, qui traite des conditions, est-il adopté?

Le sénateur Balfour: Adopté.

Le président: L'article 29.5, qui traite de l'avis de décision, est-il adopté?

Le sénateur Balfour: Adopté.

Le président: L'article 29.6, qui traite des frais entraînés par la présentation d'observations, est-il adopté?

Le sénateur Balfour: Adopté.

Le président: L'article 3 du projet de loi: «L'article 31 de ladite loi est abrogé», est-il adopté?

Le sénateur Nurgitz: De quoi traite l'article 31?

M. Macdonald: Je peux le lire si cela peut vous être utile. Cet article est effectivement dépassé en raison de ces dispositions. Le voici.

«31. Au moment où il approuve un plan, profil et livre de renvoi, ou permet aux termes de la présente loi que des terrains soient pris sans le consentement du propriétaire, ou à toute époque subséquente, l'Office peut fixer le délai dans lequel une compagnie doit acquérir les terrains ou prendre les mesures nécessaires à cette fin.»

En raison des diverses dispositions du projet de loi, cette disposition est maintenant dépassée. Elle a été améliorée depuis.

Le sénateur Balfour: Adopté.

Le président: Le paragraphe 4(1) traite de l'article 37 de la même loi. Le paragraphe 4(1) est-il adopté?

Le sénateur Balfour: Adopté.

Le président: Voici le paragraphe 4(2):

L'article 37 de ladite loi est en outre modifié par l'adjonction des paragraphes suivants:

Pour ce qui est des procédures:

«(2) L'Office ne doit pas ordonner à une compagnie de détourner un tronçon ou une partie de son pipe-line ou d'en changer l'emplacement à moins de s'être conformé

[Text]

complied with in respect of the section or part to be diverted or relocated.

So is subclause 4(2) dealing with subsection 37(2) carried?

Senator Balfour: Carried.

The Chairman: Subclause 4(2) dealing with 37(3) is carried?

Senator Balfour: Carried.

The Chairman: Subclause 4(2) dealing with 37(4) is carried?

Senator Balfour: Carried.

The Chairman: Clause 5 reads:

The heading preceding section 73 and sections 73 to 75 of the said Act are repealed and the following substituted therefor:

Is it carried?

Senator Balfour: Carried.

The Chairman: Dealing with 73(1), do you have a comment, Mr. Macdonald?

Mr. Macdonald: Several parties who appeared before the committee asked that either this section be deleted or that there be an amendment to subparagraph 73(1)(a)(iii), concerning the specific wording "the inspection, maintenance or repair of the pipeline." If I may summarize their position, I think the reason was that this subsection, which cuts down the jurisdiction of the arbitration committee, appears to cut it farther than the wording of subsequent sections of the bill would appear to allow.

It is our view that this provision is needed in order to eliminate from the purview of the arbitration committee several types of disputes that could arise between a company and a landowner, which are properly a matter for the courts. Among other examples you will note that subsection 73(1) paragraph (b) covers loss of life or personal injury. The committee will be comprised of persons experienced in land claims, but clearly they would have no expertise in deciding this sort of claim. Similarly, with respect to such sorts of claims as an assault on a landowner by a foreman employed by the company, or an action in defamation, or that sort of thing, those clearly should go to the courts and should not be settled before an arbitration committee.

It is our opinion, therefore, that a section similar to this is quite necessary. The concern, then, can be dealt with, if the wording of the subparagraph (iii) is broadened to include the word "operations," which has been suggested by several persons appearing before the committee.

In anticipation that senators might wish to see that done, we have prepared some wording to suggest that, if that would be proper.

The Chairman: Yes. Would you like to distribute that?

Mr. Johnson: Actually, Mr. Chairman, we have a whole package of suggested amendments which we would like to

[Traduction]

aux procédures prévues aux articles 29.1 à 29.5 relativement au tronçon ou à la partie qui doit être détourné ou dont l'emplacement doit être changé.

Le paragraphe 4(2) qui traite du paragraphe 37(2) est-il adopté?

Le sénateur Balfour: Adopté.

Le président: Le paragraphe 4(2) qui traite du paragraphe 37(3) est-il adopté?

Le sénateur Balfour: Adopté.

Le président: Le paragraphe 4(2) qui concerne le paragraphe 37(4) est-il adopté?

Le sénateur Balfour: Adopté.

Le président: L'article 5 que voici:

La rubrique qui précède l'article 73 et les articles 73 à 75 de ladite loi sont abrogés et remplacés par ce qui suit:

Est-il adopté?

Le sénateur Balfour: Adopté.

Le président: A propos du paragraphe 73(1), monsieur Macdonald, avez-vous une observation à faire?

M. Macdonald: Plusieurs parties qui ont comparu devant le Comité ont demandé à voir supprimer cette disposition ou que soit apportée une modification au sous-alinéa 73(1)(a)(iii) relativement à l'expression «l'inspection, l'entretien ou la réparation du pipe-line». Si je peux me permettre de résumer leur point de vue, il me semble qu'elles réclamaient ce changement parce que cet alinéa réduit le pouvoir du comité d'arbitrage davantage que ne semble le permettre le libellé des articles subséquents du projet de loi.

Il nous semble que cette disposition est nécessaire pour éviter que ne soient soumis au comité d'arbitrage plusieurs types de différends qui pourraient opposer une compagnie à un propriétaire et qui en réalité sont du ressort des tribunaux. Entre autres exemples, vous remarquerez que l'alinéa (b) du paragraphe 73(1) traite des dommages corporels. Le comité sera constitué de personnes ayant l'expérience des revendications foncières, mais il est bien certain qu'elles ne seraient pas compétentes pour juger de ce type de réclamations. De la même façon, dans des cas notamment d'agression d'un propriétaire par un contre-maître employé par la compagnie ou d'une poursuite en diffamation, il est bien clair que ces litiges seraient soumis à des tribunaux et ne seraient pas réglés par un comité d'arbitrage.

Nous sommes donc d'avis qu'une disposition de ce type est absolument nécessaire. Ce point peut donc être couvert si le libellé du sous-alinéa (iii) est élargi de manière à inclure le terme «opérations», comme l'ont proposé plusieurs témoins qui ont comparu devant le Comité.

Prévoyant que des sénateurs pourraient opter pour cette solution, nous avons préparé un exposé en ce sens si la chose s'avérerait souhaitable.

Le président: Voudriez-vous le faire circuler?

M. Johnson: En réalité, monsieur le président, nous avons tout un ensemble de projet de modifications que nous aime-

[Text]

distribuer. On this particular one we did not have time to prepare a French version.

The Chairman: So it would read:

(iii) The inspection, maintenance or repair of the pipeline or other such operation of the company.

Senator Balfour: Mr. Chairman, I don't want to nit pick, but I would have thought the word "operations" would include the inspection, the maintenance or the repair of the pipeline.

Mr. Johnson: The problem is with the word "operation." If you say the "operation of the pipeline," the difficulty is that most pipelines in existence now have been incorporated under acts which give them the power to construct and operate a pipeline, and to do everything incidental thereto. If you put in the words "operation of the pipeline," everything the company does can be said to be for the purpose of constructing and operating that pipeline, including hiring people, driving cars and trucks, entering into contracts and everything else. We don't want everything brought into this scheme. We only want the overt activities of the company in constructing, operating and repairing that pipeline to be brought in. We had to qualify the word "operation" with the word "such" here in order to relate it back to these types of activities.

It is a difficult area. I don't know how better to frame it without opening the door to somebody arguing that everything is in, and yet restrict it in the sense that we don't cut out somebody's claim or grievance against the company for some activity of the company.

Mr. Macdonald: The concern expressed by the various witnesses with respect to the contracts was with the word "operations." We feel by incorporating the word "operation" in this context we will not eliminate damages, caused by normal activities of a company on the land, that relate to these various categories without getting into the broader areas of finances, market manipulations and every other conceivable thing.

The Chairman: Could it be agreed to stand 73.(1)?

Hon. Senators: Agreed.

The Chairman: Subsection 73.(2), "interpretation". This deals with sections 74 to 75.29, where "owner" means any person who is entitled to compensation under section 64.

Mr. Macdonald: Mr. Chairman, section 64 reads as follows:

A Company shall, in the exercise of the powers granted by this Act or a Special Act, do as little damage as possible, and shall make full compensation in the manner provided in this Act and in a Special Act, to all persons interested, for all damage sustained by them by reason of the exercise of such powers.

So the words are very broad, being extended to all persons interested for damages sustained by them.

[Traduction]

rions faire circuler. Nous n'avons pas eu le temps de faire préparer une version française pour celui-ci.

Le président: Il s'agirait donc de

(iii) L'inspection, l'entretien ou la réparation du pipe-line ou toute autre opération de la compagnie.

Le sénateur Balfour: Monsieur le président, ce n'est pas pour couper les cheveux en quatre, mais il me semble que le terme «operations» inclurait l'inspection, l'entretien et la réparation du pipe-line.

M. Johnson: Le problème vient du terme «operation». Si vous parlez de «operation of the pipeline», le problème devient alors que la plupart des compagnies de pipe-line qui existent déjà ont été constituées aux termes de lois qui leur confèrent le pouvoir de construire et d'exploiter un pipe-line et d'exercer toute fonction qui s'y rattache. Si l'on retient l'expression «operation of the pipeline» tout ce que fait la compagnie peut être considéré comme relevant de la construction et de l'exploitation de pipe-line, notamment l'embauchage de personnel, la conduite de voitures et de camions, la conclusion de contrats et toute autre activité. Nous ne voulons pas tout faire entrer sous ce titre. Nous voulons simplement que les activités évidentes de la compagnie en matière de construction, d'exploitation et d'entretien du pipe-line soient incluses. Il nous a fallu préciser le terme «operation» en y adjoignant le terme «such» afin de faire référence à ces types d'activités.

C'est une question difficile. Je ne sais pas comment il serait possible de mieux s'y prendre sans permettre que quelqu'un vienne prétendre que tout est inclus, tout en imposant des limites de manière à ne pas empêcher toute revendication ou grief de quelqu'un à l'endroit de la société pour quelque activité de cette dernière.

M. Macdonald: En ce qui a trait aux contrats, les divers témoins se sont montrés préoccupés par le recours au terme «operations». Nous estimons que le fait d'intégrer le terme «operation» dans ce contexte ne supprimera pas les dommages qui peuvent résulter de l'exercice des activités normales d'une compagnie sur le terrain, qui ont trait à ces diverses catégories sans pour autant entrer dans les plus vastes domaines des finances, des transactions commerciales et autres choses du genre.

Le président: Le paragraphe 73.1 est-il adopté?

Des voix: Adopté.

Le président: Le paragraphe 73.(2) porte sur la définition. Il traite des articles 74 à 75.29 où le terme «propriétaire» désigne toute personne qui a droit à une indemnité conformément à l'article 64.

M. Macdonald: Monsieur le président, voici l'article 64:

Une compagnie doit, dans l'exercice des pouvoirs qui lui sont conférés par la présente loi ou une loi spéciale, faire le moins de dommage possible, et elle doit, de la manière prescrite par la présente loi et une loi spéciale, indemniser entièrement tous les intéressés des dommages qu'ils ont subis en raison de l'exercice de ces pouvoirs.

Ainsi les termes sont très larges, le droit à l'indemnisation étant reconnu à tous les intéressés qui ont subi des dommages.

[Text]

Senator Nurgitz: You are referring to section 64 of the act there.

Mr. Macdonald: Of the existing act, yes.

The Chairman: Shall 73.(2) carry?

Hon. Senators: Agreed.

The Chairman: Section 74, "Acquisition of lands." Subsection 74.(1) has to do with methods of acquisition. This is where we got into the assignability of the lease. We had the evidence of Foothills, the Canadian Federation of Agriculture and the Alberta Surface Rights people, all recommending that it be amended to provide that the lease remain with the land so that any future periodic payments would go to the landowner, at any time in the future.

Mr. Johnson: It is a question of policy, sir. It is rather complex to get into this area in our legislation to provide effectively that an award of compensation or agreement respecting compensation can run with the land. Something would have to be recorded in the land registry offices and land titles offices along that line, and it is a very complex area to get into.

Senator Balfour: Would you have a constitutional difficulty as well?

Mr. Johnson: I don't know, because we are taking the view in this legislation that this is a federal undertaking and that we can legislate in this area. That is the view we have had to take, but I tend to think, if we were to get into the area of providing that these things run with the land, it would be very complex in our legislation. We just don't have anything in this area that I know of, and I feel it would be rather complex. It would have to be registered, if it were to run with the land.

Senator Balfour: There would also be the difficulty that we do have lump-sum payments, and clearly those would be one-shot transactions.

Mr. Johnson: Yes.

Mr. Macdonald: There is another point I might mention, which is that we are satisfied that these agreements will be assignable. It is simply a matter of having the appropriate clause in the contract. The concern expressed by the Canadian Federation of Agriculture was that these things should be required to be assigned so that a party buying the land from the original owner would receive in the normal course, or automatically, the right to future payments. In one sense that might be an unjustified interference in the freedom of the parties to contract. If a seller wished to withhold the right to what periodic payments there might be, that is a matter to be taken into account in the sale price of the lands. It is a question of policy on whether we wish to go that far. Of course, there are the technical difficulties which Mr. Johnson has mentioned, if we wish to go that far.

Senator Nurgitz: Is it not the obligation of the subsequent buyer to make everyone concerned aware? For example, when buying revenue property, the buyer must take all tenants

[Traduction]

Le sénateur Nurgitz: Vous parlez de l'article 64 de la Loi.

M. Macdonald: De la loi actuelle.

Le président: Le paragraphe 73.(2) est-il adopté?

Des voix: Adopté.

Le président: L'article 74 traite de «l'acquisition des terrains». Le paragraphe 74.(1) porte sur les modes d'acquisition. C'est là où il est question de la transférabilité du contrat. La Foothills, la Fédération canadienne de l'agriculture et les représentants de l'Alberta Surface Rights ont tous recommandé que cette disposition soit modifiée de manière à prévoir que le contrat devienne indissociable du titre de propriété du terrain afin que tout paiement périodique soit à l'avenir effectué au propriétaire.

M. Johnson: C'est une question de politique, monsieur. Il nous est très difficile d'aborder cette question dans notre projet de loi de manière à prévoir qu'effectivement une indemnité ou un accord d'indemnisation peut être assorti au titre de propriété du terrain. Il faudrait qu'une disposition en ce sens soit inscrite au cadastre et aux bureaux des titres fonciers, et c'est une question très complexe.

Le sénateur Balfour: Cela posera-t-il un problème constitutionnel?

M. Johnson: Je ne sais pas, nous partons du principe s'il s'agit d'une entreprise fédérale et que nous pouvons légiférer dans ce domaine. C'est le point de vue que nous avons dû défendre, mais je suis porté à croire, s'il nous fallait prévoir que ces dispositions suivent le terrain que notre texte de loi en serait d'autant plus compliqué. A ma connaissance, nous ne disposons de rien de semblable dans ce domaine, et je pense que ce serait une chose bien compliquée. Il faudrait procéder à une inscription pour que ces dispositions demeurent inhérentes au titre de propriété du terrain.

Le sénateur Balfour: Il ne faut pas non plus oublier les versements d'une solde globale, et il est bien évident qu'il s'agirait de transactions uniques.

M. Johnson: C'est vrai.

M. Macdonald: Je veux aussi mentionner que nous avons la conviction que ces accords seront cessibles. Il s'agit tout simplement d'inclure la disposition appropriée au contrat. La Fédération canadienne de l'agriculture affirmait qu'il faudrait procéder à une cession de des dispositions de manière à ce que celui qui achète le terrain au propriétaire initial reçoive en temps et lieu ou automatiquement les paiements dus. D'une certaine manière, il pourrait s'agir d'une violation injustifiée de la liberté qu'ont les parties de conclure le contrat. Si un vendeur souhaitait conserver son droit de recevoir tels ou tels paiements périodiques, il y aurait alors lieu d'en tenir compte dans le prix de vente des terrains. Il s'agit de savoir si nous voulons aller aussi loin. Évidemment, comme M. Johnson l'a mentionné, des problèmes techniques surgiront si nous voulons aller en ce sens.

Le sénateur Nurgitz: L'acheteur n'est-il pas tenu d'informer tous les intéressés? Par exemple, lorsqu'il achète une propriété

[Text]

aware that he is now the owner and that he is now entitled to the rent.

Senator Balfour: The problem with which we are struggling here is the situation where a surface owner, the vendor, reserves to limit the right to future payments.

Senator Nurgitz: I realize that.

Senator Balfour: Representations were made that the vendor would be prohibited from doing this, that the new buyer ought to follow the title.

Senator Nurgitz: I thought there was some concern that the company would not be made aware of any subsequent owners. I suppose there are several situations, but if you have the situation where the original owner retains the rights to the casement payments, then what happens in a situation where a subsequent owner acquires all the interest, including interest in the payments. It is his obligation to notify the company of the change of ownership, his title to the property and so on, and any other commercial transactions. I assume that the former owner would sign a notice saying that he has given up his rights. However, I agree. To say that the rights run with the title as, for example, in a situation where they are retained, would interfere with the ordinary commerce.

The Chairman: Shall 74.(1) carry?

Hon. Senators: Agreed.

The Chairman: Paragraph 74(2)(a) reads:

(a) compensation for the acquisition of lands to be made, at the option of the owner of the lands, by one lump sum payment or by annual or periodic payments of equal or different amounts over a period of time;

Is this where we run into the perpetuity problem?

Mr. Macdonald: We really do not have an answer on that. I believe the feeling is that it will be a matter of conveyancing to avoid that problem. It is a new situation where a pipeline company acquiring land in fee simple might be required to make periodic payments in the nature of rentals, rather than paying one lump sum for that land. The concern has been raised, particularly in relation to the law of Quebec, that there might be some conflict with the existing law in the sense that the conveyance must identify an ascertainable amount of compensation. I believe that Mr. Johnson has received an opinion to the effect that there would be no such conflict.

Mr. Johnson: As I indicated earlier, we are taking the view that federal jurisdiction on federal works and undertakings will surpass provincial laws. If we codify a law here, basically by saying that the compensation can be awarded at the option of the owner of the lands, either lump sum or periodic, then the provinces will have to accept periodic payments, whether they like it or not and whether it fights with their system. We are not disrupting land systems. We are merely providing a system which goes with the agreements relating to federal works and undertakings. It is our view that if consideration of

[Traduction]

à revenus, l'acheteur doit en informer tous les locataires et faire savoir qu'il a maintenant droit de percevoir les loyers?

Le sénateur Balfour: Il s'agit ici du cas où un propriétaire de terrain, le vendeur, impose des limites au droit de recevoir les paiements à venir.

Le sénateur Nurgitz: Je le vois bien.

Le sénateur Balfour: Des représentations ont été faites afin que le vendeur en soit empêché, et que l'acquéreur prenne possession du titre.

Le sénateur Nurgitz: Je pensais qu'on s'inquiétait de ce que la compagnie ne soit pas informée de l'existence d'un nouveau propriétaire. Je suppose que plusieurs cas peuvent se présenter, mais si le propriétaire initial a conservé les droits de toucher les paiements de servitude et qu'un nouveau propriétaire fait l'acquisition de tous les titres y compris les droits aux paiements, que se produit-il? Il a l'obligation d'informer la compagnie du changement intervenu, de la nature de son titre de propriétaire et de toute autre transaction commerciale effectuée. Je suppose que le propriétaire initial signerait alors un avis de renonciation à ses droits. Je reconnais toutefois que le fait de dire que les droits suivent le titre, comme par exemple lorsqu'ils ont été maintenus, générerait les transactions normales.

Le président: Le paragraphe 74(1) est-il adopté?

Des voix: Adopté.

Le président: L'alinéa 74(2)a) se lit ainsi:

une indemnité pour l'acquisition des terrains payée, au choix du propriétaire, par versement unique d'une somme globale ou par versements annuels ou autres versements périodiques de montants égaux ou différents échelonnés sur une période donnée;

Et c'est là qu'intervient le problème des dispositions à perpétuité?

M. Macdonald: Nous n'avons vraiment rien à répondre à cela. Je crois que pour éviter ce problème il faudra s'en tenir au transfert de propriété. Il serait assez inusité qu'une compagnie de pipeline faisant l'acquisition d'un terrain en toute propriété soit tenue d'effectuer des versements périodiques sous forme de loyers, plutôt que de payer une somme globale à l'acquisition de ce terrain. Il a été souligné, notamment eu égard au droit en vigueur au Québec, qu'il pourrait y avoir conflit avec le droit actuel, en ce sens que l'acte translatif doit fixer un montant d'indemnité vérifiable. Je pense que M. Johnson a reçu un avis selon lequel il n'y aurait pas de conflit de ce type.

M. Johnson: Comme je l'ai indiqué précédemment, nous partons du principe qu'en matière d'entreprises et de travaux fédéraux, le pouvoir fédéral primera les lois provinciales. Si nous codifions une loi, en prévoyant que l'indemnité peut être attribuée au choix du propriétaire des terrains soit sous forme de somme globale soit sous forme de versements périodiques, les provinces n'auraient d'autre choix que d'accepter cette dernière solution qu'il y ait ou non risque de conflit avec leurs systèmes. Nous n'intervenons pas dans les systèmes fonciers. Nous en offrons simplement un qui convienne aux ententes

[Text]

perpetuities being spelled out on deeds and titles is a problem in Quebec, then it is also a problem in other provinces.

We have not done any great legal research on the subject. It would require a tremendous amount of research to come up with an absolute answer. My own reaction is that the question of perpetuities and consideration being spelled out on deeds and so on for registration purposes is a chance we will have to take in legislating in this area. If a court sets aside such provisions, then certainly it will set aside the provincial schemes in Saskatchewan and Alberta which are the same types of schemes. I believe that both perpetuities and the spelling out of the consideration on transfers are problems in those provinces.

Mr. Macdonald: If I may add to that, if a problem should arise in relation to this matter once the act is in force, there is the ability as provided under section 75.29 to add to the items listed in subsection 74.(2) by regulating other matters that would have to be included in such an agreement. It would be possible then to perhaps put in a termination provision such that if there were any problems, it could be avoided in that manner.

The Chairman: Shall 74.(2) carry?

Hon. Senators: Agreed.

The Chairman: Paragraph 74(2)(b)?

Mr. Johnson: Here we are proposing a change to accommodate the problem which was raised.

Mr. Macdonald: Several parties have pointed to the words, "review of the amount of compensation payable for acquisition of lands . . ." —The bill does provide that there can be a periodic payment as well for awards of damages. It was felt that this wording accidentally excluded a review of periodic payments payable for damage claims.

Mr. Johnson: I believe we are proposing a change of policy to permit a person to take an award for damages or for land compensation or both, at his option, either periodically or by lump sum. As the bill sits now, it would only give the individual periodic payments in respect of land acquisition damages, not payments for damages for something other than the subject. We are providing for this, I believe, in another section. So it is a change of policy.

This ties in with section 75.2 on page 12 of the bill, which is the section which allows an arbitration committee to award periodic payments. In reviewing these two provisions, it occurred to us that we had perhaps accidentally limited the discretion or the choice of a landowner and the discretion of the committee in the sense that we had not anticipated that it might be appropriate to award part of the compensation in the form of a lump sum and part in the form of periodic payments. So we are also proposing a corresponding change to section 75.2, which would add wording to allow for that possibility. As an example, some particular types of damage might lend

[Traduction]

applicables aux entreprises et travaux fédéraux. Nous estimons que, si les dispositions à perpétuité incluses dans des titres causent des difficultés au Québec, il en sera de même dans d'autres provinces.

Nous n'avons pas fait d'étude approfondie de la question. Il faudrait faire une recherche très très poussée pour en arriver à une réponse claire. Pour ma part, j'estime que la question des dispositions à perpétuité portées sur les titres pour fin d'inscription est un risque que nous devrions courir, en légiférant dans ce domaine. Si un tribunal rejette ces dispositions, il écartera aussi sûrement les modèles provinciaux de Saskatchewan et d'Alberta qui sont les mêmes. Je pense que les dispositions à perpétuité et de transfert sont des sources de problèmes dans ces provinces.

M. Macdonald: Si, une fois la loi adoptée, un litige surgissait en rapport avec cette question, il est prévu aux termes de l'article 75.29 qu'il est possible d'allonger la liste des éléments figurant au paragraphe 74 (2) en révisant d'autres questions qu'il faudrait inclure dans pareil accord. Il serait alors possible d'introduire une disposition de résiliation, et il serait possible de s'en tirer de cette façon.

Le président: Le paragraphe 74 (2) est-il adopté?

Des voix: Adopté.

Le président: L'alinéa 74.(2)b) est-il adopté?

M. Johnson: Nous proposons ici une modification qui permettrait de régler le problème dont il a été question.

M. Macdonald: Plusieurs intervenants ont repris l'expression «examen quinquennal du montant de l'indemnité à payer pour l'acquisition de terrains . . . » Le projet de loi prévoit qu'il peut aussi y avoir versement périodique, au titre de l'indemnisation pour dommages. Ce libellé a été interprété comme excluant l'examen du montant des versements périodiques de l'indemnité pour dommages.

M. Johnson: J'estime que nous proposons un changement d'attitude de manière à permettre à une personne de se prévaloir de son droit de toucher une indemnité pour dommages ou pour acquisition de terrains, soit sous forme d'une somme globale soit sous forme de versements périodiques. Selon le libellé actuel du projet de loi, le particulier n'aurait droit à des versements périodiques qu'au titre des dommages résultant de l'acquisition du terrain, et non au titre des dommages d'autre origine. Nous prévoyons ce cas, je crois, dans un autre article. C'est donc un changement d'attitude.

Reportons-nous à l'article 75.2, à la page 12 du projet de loi, soit l'article permettant à un comité d'arbitrage d'autoriser des versements périodiques. En revoyant ces deux dispositions, il nous est apparu que nous avions peut-être malencontreusement empiété sur les droits qu'ont le propriétaire et le comité de choisir, en ce sens que nous n'avions pas prévu qu'il pourrait être parfois préférable d'attribuer une part de l'indemnité, sous forme d'un montant global, et une autre part, sous forme de versements périodiques. Nous proposons donc un changement à l'article 75.2 qui prévoit cette possibilité. Par exemple, certains types de dommages peuvent très bien donner lieu à un

[Text]

themselves to a fixed one-time payment, whereas other, in the nature of ongoing damage, may lend themselves to a periodic review of the actual extent of that damage.

The third page of the package of amendments that you received contains proposed wording for subparagraph 74(2)(b). The sixth page contains wording which we propose be added to section 75.2, which would have the effect of allowing the landowner the choice, if his land was being acquired, of whether he wanted to take part of the compensation in a lump sum and part in periodic payments. Also, in the case of an owner adversely affected, there would be a discretion of the arbitration committee to grant him part of the award on a lump sum basis and part on a periodic basis, at the request of that person adversely affected.

In 74(2)(b) the wording has been broadened such that there would be a review of any part of the compensation which was either requested or awarded on a periodic basis, as opposed to a lump sum basis.

The Chairman: So you are proposing that 74(2)(b) be amended to read:

review every five years of the amount of any compensation payable in respect of which annual or other periodic payments have been selected.

Is that right?

Mr. Johnson: That's right.

The Chairman: In essence he has the option of annual or periodic payments with respect to the acquisition and the damage.

Mr. Johnson: That is correct. The owner has an option only if his land is being taken. If it is a case of an owner whose land is being adversely affected, he can ask the committee, or the company, to give him periodic payments. If there is a dispute over it, it would come to the committee and the committee would have a discretion. If this were the sort of damage that clearly would be an ongoing type of damage, periodic payments might be appropriate; whereas if it were a one-time damage—knocking down fences, which would be repaired—then clearly periodic payments are less appropriate in a case like that.

The Chairman: Shall 74(2)(b) stand?

Hon. Senators: Agreed.

The Chairman: Now, 74(2)(c):

"compensation for all damages suffered as a result of the operations of the company;

Senator Balfour: Do we have the same problem there that was identified with respect to the use of the word "operations"?

Mr. Johnson: No. This is one of the subsections that the persons who appeared before the committee pointed to and said that this appeared to be much broader than the subsection we have already considered. We are now proposing to broaden

[Traduction]

versement unique fixe, tandis que d'autres, selon la nature des dommages subis, peuvent faire l'objet d'un examen périodique permettant d'évaluer l'étendue réelle des dommages subis.

Vous trouverez à la troisième page de l'ensemble des modifications que vous avez reçues le libellé que l'on se propose d'insérer à l'alinéa 74(2)b. À la sixième page vous trouverez le passage que nous proposons d'ajouter à l'article 75.2 et qui donnerait aux propriétaires fonciers le choix, si l'on désire acquérir son terrain, d'obtenir l'indemnité par versement unique d'une somme globale ou par versements périodiques. Également, dans le cas d'un propriétaire qui se considère lésé, on pourrait laisser au Comité d'arbitrage le soin de décider de lui accorder une partie de l'indemnité en une somme globale et le reste par versements périodiques, à la demande de la personne concernée.

À l'alinéa 74(2)b le libellé a été élargi de façon à ce qu'il puisse y avoir un examen de toute portion de l'indemnité qui a été demandée ou accordée par versements périodiques, par opposition à un versement unique d'une somme globale.

Le président: Vous proposez donc que l'on modifie l'alinéa 74(2)b de la façon suivante:

un examen quinquennal du montant de toute indemnité à payer lorsque le mode de paiement choisi consiste en versements annuels ou autres versements périodiques.

Est-ce exact?

M. Johnson: C'est exact.

Le président: En somme, le propriétaire foncier a le choix entre des paiements annuels ou des paiements périodiques en ce qui a trait à l'acquisition et aux dommages.

M. Johnson: C'est exact. Le propriétaire n'a le choix que si l'on acquiert son terrain. S'il s'agit d'un propriétaire foncier dont les terrains ont subi des dommages, il peut demander au Comité, ou à la compagnie de lui verser des paiements périodiques. Si on ne s'entend pas, l'affaire sera présentée au Comité qui devrait prendre la décision. Si ces dommages sont évidemment des dommages qui sont répartis sur une longue période, il serait peut être approprié d'obtenir des paiements périodiques; alors que s'il s'agissait d'un dommage qui ne se produit qu'une fois—faire tomber des clôtures, qui pourraient être réparées—il est évident que des paiements périodiques sont moins appropriés.

Le président: L'alinéa 74(2)b est-il adopté tel quel?

Des sénateurs: D'accord.

Le président: Le libellé de l'alinéa 74(2)c:

«Une indemnité pour tous les dommages subis du fait des opérations de la compagnie;»

Doit-il être réservé?

Le sénateur Balfour: Est-ce qu'on rencontre ici le même problème qu'on a rencontré en ce qui a trait à l'utilisation de l'expression «opérations»?

M. Johnson: Non. C'est un des alinéas que les personnes qui ont témoigné devant le comité ont signalé en soulignant que le sens semblait y être beaucoup plus général que dans l'alinéa qu'ils avaient déjà étudié. Nous proposons maintenant d'élar-

[Text]

the other subsection to a certain extent, so that it does not give the appearance of cutting down this subsection, among others, too much.

The Chairman: Shall 74(2)(c) carry?

Hon. Senators: Carried.

The Chairman: Do you have an amendment, Mr. Macdonald, to 74(2)(d)?

Mr. Johnson: Yes. I believe the Alberta Surface Rights Federation pointed out that in relation to the words resulting from "negligence . . . of the owner" the standard easement agreements that are normally entered into between companies and the landowners referred to gross negligence of the owner. In anticipation that the senators might want to conform to that usage, we have proposed that the word "gross" be added to that wording. So it would be "gross negligence" which would be taken into account.

The Chairman: If it is agreed, we will stand (d) until the minister attends this afternoon.

Hon. Senators: Agreed.

The Chairman: Shall 74(2)(e) carry?

Hon. Senators: Carried.

The Chairman: Shall 74(2)(f) carry?

Hon. Senators: Carried.

The Chairman: Now, section 75.(1)? Shall 75.(1)(a) carry? In connection with the words "a description of the lands of the owner . . ." it was suggested by Foothills that there should be included after the word "owner" the words "including the nature of the interest therein." Am I right?

Mr. Macdonald: Yes.

The Chairman: Do you have any comment to make?

Mr. Macdonald: That could be added, but I do not think it is in any way necessary. This is a requirement which I think the pipeline companies would meet in any case. It is hard to imagine a company approaching a landowner and not telling him whether he wanted the fee simple, or an easement, or the nature of the interest. I believe it would be surplus; it would not be necessary. I find it hard to see where there would be any confusion there.

The Chairman: Shall 75.(1)(a) carry?

Hon. Senators: Carried.

The Chairman: Shall 75.1(1)(b) carry?

Hon. Senators: Carried.

The Chairman: Shall 75.1(1)(c) carry?

Hon. Senators: Carried.

The Chairman: Shall 75.1(1)(d) carry?

Hon. Senators: Carried.

The Chairman: Shall 75.1(1)(e) carry?

Hon. Senators: Carried.

The Chairman: Now, 75.(2), "Where agreement void.

[Traduction]

gir quelque peu les autres alinéas, afin de ne pas sembler trop restreindre cet alinéa, parmi tant d'autres.

Le président: L'alinéa 74(2)c est-il adopté?

Des sénateurs: Adopté.

Le président: Monsieur Macdonald, désirez-vous proposer un amendement à l'alinéa 74(2)d)?

M. Johnson: Oui. Je crois que l'Alberta Surface Rights Federation a signalé qu'en ce qui a trait à «la négligence du propriétaire» les ententes normales d'emprises entre les sociétés et les propriétaires fonciers parlaient de «grave négligence» de la part du propriétaire. Puisqu'on avait prévu que les sénateurs désiraient se conformer à l'usage, nous avons proposé que l'expression «grave» soit ajouté au libellé. On tiendrait alors compte des «graves négligences».

Le président: Si on est d'accord, on reportera la décision sur l'alinéa d) jusqu'à ce que le ministre compare ce après-midi.

Des sénateurs: D'accord.

Le président: L'alinéa 74(2)e est-il adopté?

Des sénateurs: Adopté.

Le président: L'alinéa 74(2)f est-il adopté?

Des sénateurs: Adopté.

Le président: Maintenant, le paragraphe 75.1(1). Est-il adopté? En ce qui a trait au passage «une description des terrains du propriétaire . . . » (Foothills a suggéré qu'on devrait ajouter après le mot «propriétaire» le passage «y compris la nature de l'intérêt dans ledit terrain.») Ai-je raison?

M. Macdonald: C'est exact.

Le président: Avez-vous des commentaires à ajouter?

M. Macdonald: Ce passage pourrait être ajouté, mais je ne crois vraiment pas qu'il soit nécessaire. C'est une exigence à laquelle les compagnies de pipe-line se conformeraient de toute façon. Il est difficile d'imaginer une compagnie qui aborde un propriétaire foncier et ne lui dit pas s'il veut une propriété inconditionnelle, ou une emprise, ou la nature de l'intérêt. Je crois que ce passage ne serait pas vraiment nécessaire; je crois qu'il pourrait difficilement y avoir confusion.

Le président: L'alinéa 75.1(1)a est-il adopté?

Des sénateurs: Adopté.

Le président: L'alinéa 75.1(1)b est-il adopté?

Des sénateurs: Adopté.

Le président: L'alinéa 75.1(1)c est-il adopté?

Des sénateurs: Adopté.

Le président: L'alinéa 75.1(1)d est-il adopté?

Des sénateurs: Adopté.

Le président: L'alinéa 75.1(1)e est-il adopté?

Des sénateurs: Adopté.

Le président: Nous passons au paragraphe 75.(2), «lorsqu'un accord est non avenué».

[Text]

Senator Balfour: It seems rather draconian. Why could it not be voidable at the option of the owner?

Mr. Macdonald: There is a difference in law between an agreement which is void and one which is merely voidable. I am skating on somewhat thin ice because this goes back a couple of years. This is the only real difference that I can identify, but under an agreement that is voidable, anything that is done pursuant to that agreement up to the time that it is actually avoided remains in effect. To take an example, if money were paid and the agreement was avoided, I believe that that money would not be returnable. I suppose it would be a matter of policy, senator. I do not have a great deal to say as regards the desirability one way or the other. It may appear draconian, but one the other hand, if a company has overlooked serving its notice and has entered into an agreement, then it is a simple matter, if there is no fundamental disagreement between the land owner and the company once that notice has been served, to enter into a further agreement which would be unquestionably legal. I would assume that the policy involved in the original drafting of this section in Bill S-12 was that it is of fundamental importance that the land owner be notified of his rights before entering into any agreement, and that it is a simple matter to correct, should there be an oversight and an agreement was signed prior to the serving of this notice.

Senator Nurgitz: Are you satisfied that the law is really clear on the question of whether it is void from the beginning or void up to that point?

Mr. Macdonald: I am satisfied that the law is clear, senator. I am not satisfied that my knowledge of it is very clear.

Senator Nurgitz: That happens to me every day.

Mr. du Plessis: This is really a protection for the owner, is it not?

Mr. Macdonald: That is correct, yes.

Mr. du Plessis: Therefore, in that sense it is certainly not draconian; it is a draconian protection.

Senator Nurgitz: That is Senator Balfour's point, precisely.

Mr. du Plessis: It certainly serves to give support, though, to the whole idea of notice; the necessity for it and the significance of it.

Senator Balfour: I do not think that a company, should it become aware of its omission or oversight, would be comfortable sitting with a voidable contract. It seems to me that that is sufficient motivation to correct the omission.

Mr. Macdonald: However, if the company does correct the omission and serve the notice, the land owner may or may not be willing to resign the same agreement, depending on what he now has learned about the options that he had under the agreement. In this sense, the section is absolutely clear in saying that a land owner is not required to inform himself that

[Traduction]

Le sénateur Balfour: Ce paragraphe semble un peu draconien. Pourquoi ne pourrait-il pas être avoué à la discrétion du propriétaire?

M. Macdonald: Il y a une distinction au point de vue juridique entre une entente qui est nulle et une qui est simplement annulable. C'est un domaine qui est un peu dangereux puisque cela remonte à environ deux ans. C'est la seule différence que je puisse cerner, mais si l'entente est annulable, tout ce qui est fait conformément à cette entente demeure en vigueur jusqu'au moment où elle est annulée. Par exemple, si on effectuait un versement et que l'entente était annulée, je crois que cet argent ne serait pas remboursable. Monsieur le sénateur, je suppose qu'il s'agit d'une question de politique. Je n'ai pas grand chose à dire sur le caractère souhaitable de cette disposition dans un sens ou dans l'autre. Cette mesure peut paraître draconienne, mais d'un autre côté, si une compagnie a oublié de signifier ses intentions dans un avis et a conclu une entente, c'est une question simple, s'il n'y a pas de désaccord entre le propriétaire foncier et la compagnie une fois que cet avis a été signifié, et on peut conclure une autre entente qui serait indiscutablement valable. Je supposerais que la politique impliquée dans la rédaction originale de ce paragraphe dans le bill S-12 résidait dans le fait qu'il était d'une importance fondamentale pour le propriétaire foncier de recevoir un avis de ses droits avant de conclure une entente, et c'est très simple à corriger, s'il y avait un oubli et qu'une entente était signée avant la présentation de cet avis.

Le sénateur Nurgitz: Croyez-vous que la loi établit clairement si cette mesure est nulle dès de début, ou nulle jusqu'à ce moment-là?

M. Macdonald: Je crois que la loi est claire, monsieur le sénateur. Mais mes connaissances dans ce domaine ne le sont pas autant.

Le sénateur Nurgitz: Cela m'arrive tous les jours.

M. du Plessis: Il s'agit vraiment d'une protection pour le propriétaire, n'est-ce pas?

M. Macdonald: Oui, c'est exact.

M. du Plessis: Ainsi, dans un sens, cette mesure n'est certainement pas draconienne; c'est une protection draconienne.

Le sénateur Nurgitz: C'est précisément ce que signale le sénateur Balfour.

M. du Plessis: Cette mesure appuie certainement le principe de l'avis; la nécessité de cet avis et son importance.

Le sénateur Balfour: Je ne crois pas qu'une compagnie, si elle devenait consciente de son oubli, serait heureuse d'avoir un contrat annulable. Il me semble que cela suffirait à les pousser à remédier à cet oubli.

M. Macdonald: Toutefois, si la compagnie remédie à cet oubli et signifie l'avis, le propriétaire ne serait pas nécessairement disposé à résilier cette entente, selon ce qu'il a maintenant appris sur les options qu'il avait conformément à l'entente. Dans ce sens, ce paragraphe est bien précis puisqu'il stipule qu'un propriétaire foncier n'est pas tenu de dire lui-

[Text]

he has the right to avoid the agreement and that, at some point in the future, he may still be able to redress whatever grievance he might have. If it were voidable at the option of the owner, I suppose that there is a possibility that the owner may not be aware of that. He may simply know that he has signed an agreement and that he may have lost all of his rights under this bill; that could be his misapprehension. He could conceivably not take any action for years and years, at which point he may be barred by some other law from reopening a question as to whether it were voidable, whereas if it is void I presume that he would be able to assert his rights at any time if he should learn of them.

The Chairman: Do you prefer to stand that?

Senator Balfour: I think I am satisfied with the explanation.

The Chairman: Therefore, subsection (2) is carried. Subsection (3), dealing with abandonment and the company's liability, is carried?

Senator Adams: Carried.

The Chairman: We go on to section 75.1(1), dealing with the negotiation proceedings.

Senator Nurgitz: Just out of curiosity, what would happen if he does not report within 60 days? Are the proceedings all washed out?

Mr. Macdonald: Are you referring to the negotiator?

Senator Nurgitz: Yes, I am referring to the negotiator.

Mr. Macdonald: I would not think that the proceedings would be washed out, senator. There are two situations that I could speak to. One might be where the matter appears capable of being resolved but the time involved is more than 60 days. I think that by consent of the parties, the report could be delayed and there would be no difficulty. If, however, the negotiator simply failed to submit a report in a situation where it was clear that there was a dispute which could not be resolved, I cannot see any way that this would bar either party from asking the minister to submit it to the arbitration committee nonetheless. Would you agree with that?

Mr. Johnson: I think so.

Senator Nurgitz: I wish that you were a little more sure of that and then I would be sure as well.

Mr. Macdonald: I am fairly sure of it. I cannot see how the whole process could be negated by one party failing to submit a report which effectively says that "It cannot be resolved by me."

Senator Nurgitz: I am satisfied.

The Chairman: Therefore, section 75.1(1) carries. Section 75.1(2) carries. Subsections (3) and (4) carry?

Senator Nurgitz: Yes.

The Chairman: We are down to section 75.11. Is it carried?

[Traduction]

même qu'il a le droit d'éviter l'entente et que, à un moment donné à l'avenir, il sera peut-être toujours en mesure d'obtenir une indemnité pour les réclamations qu'il peut présenter. Si la mesure était annulable sur décision du propriétaire, je présume qu'il serait possible que le propriétaire n'en soit pas conscient. Il peut simplement savoir qu'il a signé une entente et qu'il a peut-être perdu tous ses droits conformément à ce bill; cela pourrait être ce qu'il pense. Il pourrait, c'est concevable, ne rien faire pendant des années et des années, jusqu'au moment où une autre loi pourrait l'empêcher de soulever la question à nouveau pour savoir si cette entente était annulable, alors que si elle est nulle je suppose qu'il aurait le droit de faire valoir ses droits n'importe quand s'il était au courant de leur existence.

Le président: Aimerez-vous qu'on la réserve?

Le sénateur Balfour: Je crois que je suis satisfait de cette explication.

Le président: Ainsi, le paragraphe (2) est adopté. Le paragraphe (3) concernant l'abandon de la responsabilité de la compagnie est-il adopté?

Le sénateur Adams: Adopté.

Le président: Nous passons au paragraphe 75.1(1) portant sur les procédures des négociations.

Le sénateur Nurgitz: Par curiosité, j'aimerais savoir ce qui se passerait si cet avis n'était pas présenté dans les 60 jours? Est-ce que toutes les procédures seraient annulées?

M. Macdonald: Parlez-vous du négociateur?

Le sénateur Nurgitz: Oui, je parle du négociateur.

M. Macdonald: Je ne crois pas que les procédures seraient toutes annulées, monsieur le sénateur. Il y a deux situations dont je peux parler. Premièrement, celle où la question semble pouvoir être résolue mais que la période concernée est supérieure à 60 jours. Je crois qu'avec le consentement de toutes les parties impliquées, le rapport pourrait être retardé et il n'y aurait aucun problème. Toutefois, si un négociateur n'a simplement pas présenté de rapport dans une situation où il était évident qu'il y avait un conflit qui ne pouvait pas être résolu, je ne vois pas comment ceci empêcherait une des parties de demander au Ministre de le renvoyer néanmoins au Comité d'arbitrage. Êtes-vous d'accord?

M. Johnson: Je crois que oui.

Le sénateur Nurgitz: J'aimerais que vous soyez un peu plus convaincu, et je le serais aussi.

M. Macdonald: J'en suis raisonnablement convaincu. Je ne vois pas comment toute cette procédure pourrait être annulée simplement parce qu'un parti n'a pas présenté un rapport qui dit vraiment: «Je ne peux pas résoudre le problème.»

Le sénateur Nurgitz: D'accord, je suis satisfait.

Le président: Ainsi, le paragraphe 75.1(1) est adopté. Le paragraphe 75.1(2) est adopté. Les paragraphes (3) et (4) sont-ils adoptés?

Le sénateur Nurgitz: Oui.

Le président: Nous passons maintenant à l'article 75.11. Est-il adopté?

[Text]

Senator Nurgitz: Yes.

The Chairman: Is 75.12(1) carried?

Senator Nurgitz: Yes.

The Chairman: Is section 75.12(2) carried?

Senator Balfour: Carried.

The Chairman: Section 75.13(1), dealing with the duties of the minister with respect to the appointment of an arbitration committee, is carried?

Senator Balfour: Carried.

The Chairman: Therefore, section 75.13(1)(a) and (b) are carried. Is section 75.13(2) carried?

Senator Balfour: Carried.

The Chairman: Is section 75.13(3) carried?

Senator Balfour: Carried.

The Chairman: Is section 75.14(1) dealing with the membership of the arbitration committee, carried?

Senator Nurgitz: Yes.

The Chairman: Is section 75.14(2) carried?

Senator Nurgitz: Yes.

The Chairman: Is section 75.14(3) and (4) carried?

Senator Balfour: Carried.

The Chairman: Are (5) and (6) carried?

Senator Nurgitz: Yes.

The Chairman: Section 75.15(1) dealing with quorum and functions is carried?

Senator Nurgitz: Carried.

The Chairman: Section 75.15(2)?

Senator Balfour: Carried.

The Chairman: Section 75.15(3)?

Senator Balfour: Carried.

The Chairman: Section 75.15(4). I think we had a request, did we not, that the documents be public? I don't want to overlook that. Is that the provision?

Mr. Macdonald: Yes.

The Chairman: It was suggested by the Alberta Surface Rights Federation that the records of the arbitration committee are public documents and are available at a fee. Is that a regulation or is that in the act?

Mr. Macdonald: I don't believe there is any express provision covering this. I am quite sure the freedom of information legislation will apply to it. In any case, I can't see why these matters would be kept secret from an administration point of view. They would probably be available to parties upon request.

The Chairman: Would the procedure be done by way of regulation, though?

[Traduction]

Le sénateur Nurgitz: Oui.

Le président: Le paragraphe 75.12(1) est-il adopté?

Le sénateur Nurgitz: Oui.

Le président: Le paragraphe 75.12(2) est-il adopté?

Le sénateur Balfour: Adopté.

Le président: Le paragraphe 75.13(1) concernant les devoirs du ministre en ce qui a trait à la nomination des membres d'un Comité d'arbitrage, est-il adopté?

Le sénateur Balfour: Adopté.

Le président: Ainsi, les alinéas 75.13(1)a)b) sont adoptés. Le paragraphe 75.13(2) est-il adopté?

Le sénateur Balfour: Adopté.

Le président: Le paragraphe 75.13(3) est-il adopté?

Le sénateur Balfour: Adopté.

Le président: Le paragraphe 75.14(1), traitant des membres du Comité d'arbitrage, est-il adopté?

Le sénateur Nurgitz: Adopté.

Le président: Le paragraphe 75.14(2) est-il adopté?

Le sénateur Nurgitz: Adopté.

Le président: Les paragraphes 75.14(3) et (4) sont-ils adoptés?

Le sénateur Balfour: Adoptés.

Le président: Les paragraphes (5) et (6) sont-ils adoptés?

Le sénateur Nurgitz: Adoptés.

Le président: Le paragraphe 75.15(1) traitant du quorum et des fonctions est-il adopté?

Le sénateur Nurgitz: Adopté.

Le président: Le paragraphe 75.15(2) est-il adopté?

Le sénateur Balfour: Adopté.

Le président: Le paragraphe 75.15(3)?

Le sénateur Balfour: Adopté.

Le président: Le paragraphe 75.15(4). Je crois qu'on nous a demandé que les documents soient accessibles au public, n'est-ce pas? Je ne voudrais pas oublier cet aspect. Est-ce là la demande?

M. Macdonald: Oui.

Le président: L'Alberta Surface Rights Federation a indiqué que les dossiers du Comité d'arbitrage sont des documents publics et sont accessibles moyennant paiement d'un droit. Est-ce un règlement ou cela fait-il partie de la loi?

M. Macdonald: Je ne crois pas qu'il y ait de disposition particulière à ce sujet. Je suis persuadé que la Loi sur la liberté d'accès à l'information abordera ce sujet. De toute façon, je ne vois pas pourquoi ces rapports ne seraient pas divulgués, du point de vue administratif. Ils seraient probablement mis sur demande, à la disposition des personnes qui désirent y avoir accès.

Le président: Est-ce que la procédure serait comprise dans un règlement?

[Text]

Mr. Macdonald: I don't know if it would be a regulation under this act. I am really not familiar with what the existing provisions are.

Senator Nurgitz: In my opinion it makes good sense, because this will be an opening process. Whether we want to call it precedence or to say that it is binding precedence or not, the truth of the matter is that in many ways, if not binding, they will certainly be guidelines. One can easily see where counsel or a representative of one side would like to have an idea of what the recent past history has been. It just makes good sense.

Mr. Macdonald: I can agree with that. My own experience is limited to documents filed with the National Energy Board. I can say that those documents are kept on file in the library and are available to anyone who wants to see them. I cannot see why these others would be treated any differently.

The Chairman: Those decisions of the board are available for a fee, are they?

Mr. Macdonald: Yes.

Senator Balfour: In other words, you are saying that there is no necessity for a legislative authority to make these things public?

Mr. Macdonald: I am not aware of any need for it.

Senator Nurgitz: The National Energy Board, dealing with broad national energy problems, is quite different, though, from an arbitration committee dealing with one-on-ones. I can see a substantial difference there. I could see people interested in the field wanting to know how the making of awards is developing, much as a tort lawyer wants to know how damage cases are going. It is that kind of thing I am looking at. Companies down the road may well say, "You know, that is a private arbitration, what is the public interest?" I can see somebody raising that point because these are commercial matters between two parties, between the company and the landowner.

Senator Balfour: But there is the fact that they have had to make a written award with reasons.

Mr. Macdonald: There are two aspects to it, Senator. There is the question of whether the arbitration committee would pay any attention to what the company argued. The company might well argue, "It is all irrelevant and we are here to deal with one matter only. Whether the parties would have access to past awards would be a matter of discretion for the minister, I would assume. The company would certainly not be able to bar the parties from seeing those records."

Senator Nurgitz: To me it sounds like everybody wants to be open about this, in any event. Why don't we put it in?

Mr. Johnson: In the absence of a provision that restricts the information, the information would be public in the hands of the minister. They could certainly be required, on motion, to be returnable to Parliament. Somebody could write and ask for

[Traduction]

M. Macdonald: Je ne sais pas s'il s'agirait de règlements connexes à la présente loi. Je ne suis pas tellement au courant des dispositions actuelles.

Le sénateur Nurgitz: Je crois que cela a bien du bon sens, parce que c'est une procédure qui se continuera. Que nous désirions en parler comme d'une priorité ou d'une priorité irrévocable, fondamentalement dans plusieurs sens elle n'est pas irrévocable, mais il y aurait certainement des lignes directrices. On peut facilement comprendre qu'un conseiller ou un représentant d'un parti aimerait avoir une idée des plus récents antécédents. C'est logique.

M. Macdonald: Je suis d'accord. Mon expérience se limite aux documents déposés auprès de l'Office national de l'énergie. Je peux dire que ces documents sont conservés à la bibliothèque et peuvent être consultés par tous ceux qui le désirent. Je ne vois pas pourquoi ces autres documents devraient être traités d'une autre façon.

Le président: Ces décisions de l'Office sont disponibles moyennant un droit, n'est-ce pas?

M. Macdonald: C'est exact.

Le sénateur Balfour: En d'autres mots, vous dites qu'un législateur n'a pas à rendre ces documents public?

M. Macdonald: Je ne vois pas pourquoi il devrait le faire.

Le sénateur Nurgitz: L'Office national de l'énergie, qui s'occupe de problèmes énergétiques nationaux généraux, est un cas différent de celui d'un comité d'arbitrage qui s'occupe de cas particuliers. Je vois une différence très importante. Je vois des personnes que le domaine intéresse essayer de savoir où en est la situation dans le secteur des indemnités, tout comme un avocat s'occupant de dommages et de préjudices aimerait savoir où en sont les choses dans ce secteur. C'est ce genre de choses auquel je pense. Les compagnies pourraient bien dire «Vous savez, c'est un arbitrage privé. Quel est l'intérêt public?» Je suis persuadé que quelqu'un pourrait soulever ce point parce qu'il y a des questions commerciales entre les deux parties, entre la compagnie et le propriétaire foncier.

Le sénateur Balfour: Mais ils ont dû présenter une décision écrite.

M. Macdonald: Il y a deux aspects à cette histoire, monsieur le sénateur. Il y a la question de savoir si le comité d'arbitrage tiendrait compte de ce que la compagnie a présenté comme argument. La compagnie pourrait bien dire «Cela n'a rien à voir et nous désirons traiter uniquement de cette question, mais quant à savoir si les parties auraient accès aux autres décisions du comité, cela est laissé à la discrétion du ministre, je suppose. La compagnie ne pourrait certainement pas empêcher les parties de consulter ces dossiers.

Le sénateur Nurgitz: De toute façon il me semble que tout le monde veut être relativement ouvert à ce sujet. Pourquoi n'ajoutons-nous pas cette disposition?

M. Johnson: En l'absence d'une disposition qui restreint l'information, l'information pourrait être présentée au public mais la décision serait prise par le ministre. On pourrait certainement exiger, dans une motion qu'ils soient retournés

[Text]

a past decision of an arbitration and there would be no ground to refuse, unless the minister could say that under the freedom of information laws it was not to be released. But I can't think why it would not be public. Usually, you put clauses in bills to restrict information where it is damaging to parties, but here there is nothing to restrict it. In the absence of anything to restrict it, it would be public.

Senator Nurgitz: I will accept that.

The Chairman: Shall 75.15(4) and (5) carry?

Hon. Senators: Carried.

The Chairman: Section 75.16. This provides for the holding of hearings and inspection of property.

Senator Riley: Under 75.16(b) what is the position of the owner with respect to the inspection of the land or other property? Will owners be notified of their rights to be present at the time of these inspections?

Mr. Macdonald: I would assume that the proper procedure for the committee would be that both parties should be present when an inspection is made. That is the normal way in which the court would proceed.

Senator Riley: That's right.

Mr. Macdonald: As a quasi-judicial entity, the committee should use something approximating that approach.

The Chairman: It does not say that either party has to be present.

Senator Riley: It just says:

(b) enter upon and inspect, or authorize any person to enter upon and inspect, any land, building, works or other property associated with any matter referred to the Committee.

Should there not be words such as "upon due notice being served upon the owner of the property"?

Mr. Macdonald: That would be a matter of policy, senator. I might point out that there is a provision that regulations could be made governing the procedure of this committee, and that is a matter that could be dealt with by regulation, if it were seen to be a problem.

The Chairman: Shall section 75.16 carry?

Hon. Senators: Carried.

The Chairman: Section 75.17. Shall it carry?

Hon. Senators: Carried.

The Chairman: Shall 75.18 carry?

Hon. Senators: Carried.

[Traduction]

au Parlement. Quelqu'un pourrait écrire et demander des renseignements sur une décision qui a été prise dans un cas d'arbitrage et on n'aurait aucune raison de refuser à moins que le ministre puisse dire que conformément aux lois sur la liberté d'accès à l'information, lesdits documents ne devraient pas être communiqués. Mais je ne vois vraiment pas pourquoi on ne rendrait pas ces documents publics. Habituellement, vous mettez des dispositions dans ces bills pour restreindre l'accès des documents lorsqu'il pourrait porter préjudice, mais ceci ne s'applique pas dans le présent cas. En l'absence d'une mesure visant à restreindre l'accès à ces documents, ces documents seront rendus publics.

Le sénateur Nurgitz: J'accepte votre explication.

Le président: Les paragraphes 75.15 (4) (5) sont-ils adoptés?

Des sénateurs: Adoptés.

Le président: L'article 75.16. Cet article porte sur la tenue d'audiences et l'inspection des terrains.

Le sénateur Riley: Conformément au paragraphe 75.16 b) quelle est la position du propriétaire en ce qui a trait à l'inspection du terrain ou des autres biens? Les propriétaires seront-ils mis au courant de leurs droits à être présents au moment de ces instructions?

M. Macdonald: Je suppose que la procédure appropriée pour le Comité serait que les deux parties soient présentes lors de l'inspection. C'est la façon normale de procéder employée par les tribunaux.

Le sénateur Riley: C'est exact.

M. Macdonald: A titre d'organisme quasi-judiciaire, le Comité devrait utiliser une méthode semblable à celle-là.

Le président: Mais on ne précise pas qu'aucune des deux parties doit être présentes.

Le sénateur Riley: On dit seulement:

b) pénétrer sur tout terrain ou dans tout lieu où se trouvent un édifice, des travaux ou un autre bien qui ont un rapport avec une question qui lui a été renvoyée et les inspecter ou autoriser toute personne à pénétrer sur ces terrains ou dans ces lieux et à les inspecter.

Ne devrait-on pas ajouter «lorsque l'avis approprié aura été envoyé au propriétaire?»

M. Macdonald: C'est une question de politique, monsieur le sénateur. J'aimerais préciser qu'il y a une disposition en vertu de laquelle les règlements pourraient être formulés régissant la procédure de ce comité, et que c'est une question dont on pourrait s'occuper par l'entremise de règlements, si on éprouvait des problèmes.

Le président: L'article 75.16 est-il adopté?

Des sénateurs: Adopté.

Le président: L'article 75.17 est-il adopté?

Des sénateurs: Adopté.

Le président: L'article 75.18 est-il adopté?

Des sénateurs: Adopté.

[Text]

The Chairman: Section 75.19. The first question that was raised by the Canadian Federation of Agriculture was why this was confined to the matters referred to in a notice of arbitration served on it.

Mr. Macdonald: I cannot really answer why it was so confined, but I can say in my opinion that there would be no real prejudice because of this wording. The reason I say that is that, if an arbitration committee were involved in an arbitration and some matter arose, some head of damage, for instance, which had not been included in the original notice, then there would be no problem whatsoever for a supplementary notice to be filed with the minister and for that to be directed to the committee. It could therefore be taken into account with the proper notice given to the parties and with whatever time might be necessary for them to prepare their positions with respect to whatever matters arose.

I cannot see any difficulty in this wording, although there might be; if one of the parties argued strenuously that "you cannot take this into account because it is not in your notice," there would be no difficulty in serving a supplementary notice to bring it before the committee.

The Chairman: Is this where we deal with the market value or do we deal with market value under subsection (2)?

Mr. Macdonald: I think it would be better to wait until subsection (2).

The Chairman: There is also the recommendation that an additional section be added covering the residual value of the lands taken by the company. This recommendation was made by the Canadian Petroleum Association. I believe it was proposed on an interprovincial basis.

Mr. Macdonald: Yes, I believe so.

Senator Thériault: Paragraph 75.19(i)(f) refers to a loss of or damage to livestock. Is there a definition for "livestock"?

Mr. Macdonald: Not in the act.

Senator Thériault: I am thinking of native people who have an interest in hunting. Does the word livestock include wild animals?

Mr. Macdonald: I would not think so, senator. The dictionary definition of "livestock", I believe, would be restricted to domesticated animals.

Senator Thériault: Why was livestock included and wild animals excluded?

Mr. Macdonald: It was included in Bill S-12.

Senator Thériault: Because the bill includes livestock, I am wondering whether it in fact excludes other animals.

Mr. Johnson: It does not include wild game. There is no property interest in wild game.

Senator Thériault: Native people have an interest.

Mr. Johnson: Perhaps, but in law there is no property interest in wild animals. If I kill a wild animal, nobody can

[Traduction]

Le président: L'article 75.19. La première question qui a été soulevée par la Fédération canadienne de l'agriculture voulait que ces articles portaient exclusivement sur des questions abordées dans un avis d'arbitrage.

M. Macdonald: Je ne peux pas vraiment vous dire pourquoi l'application est limitée mais je peux vous dire que, selon moi, il n'y aurait aucun vrai préjudice en raison du libellé. Je dis cela parce que si un comité d'arbitrage s'occupait d'un arbitrage et qu'il y avait certains problèmes, certains dommages par exemple, qui n'aient pas été inclus dans l'avis original, rien n'empêcherait de présenter un avis supplémentaire au ministre et que cet avis soit renvoyé au comité. On pourrait donc en tenir compte dès que l'avis approprié est présenté aux parties compte tenu du temps qu'il leur faut pour préparer leur position en ce qui a trait aux questions qui ont été soulevées.

Je ne vois aucune difficulté dans ce libellé, bien qu'il puisse peut-être en avoir; si une des parties soutenait sans arrêt que «Vous ne pouvez pas en tenir compte parce qu'on n'en parle pas dans votre avis», il faudra simplement faire parvenir un avis supplémentaire pour que la question soit renvoyée au comité.

Le président: Parlerons-nous maintenant de la valeur marchande ou devrions-nous attendre d'arriver au paragraphe (2)?

M. Macdonald: Je crois qu'il serait préférable d'attendre d'être rendu au paragraphe (2).

Le président: Il y a également une recommandation qui demande qu'un article soit ajouté, sur la valeur résiduelle des terrains cédés à la compagnie. C'est la recommandation de l'Association canadienne du pétrole. Je pense que cette proposition émane des provinces.

M. Macdonald: Oui c'est ce que je pense également.

Le sénateur Thériault: Le sous-alinéa 75.19(1) f) traite des pertes ou des dommages subis en matière de bétail. Y a-t-il une définition de ce terme?

M. Macdonald: Pas dans la Loi.

Le sénateur Thériault: En posant ma question je pense aux populations autochtones qui chassent. Le bétail inclut-il le gibier?

M. Macdonald: Je ne pense pas, Sénateur. Dans le dictionnaire le terme de bétail ne s'applique, je crois, qu'aux animaux domestiques.

Le sénateur Thériault: Pourquoi parle-t-on alors de bétail et exclut-on le gibier?

M. Macdonald: Le Bill S-12 le mentionnait.

Le sénateur Thériault: Que le bill parle de bétail, n'exclut pas nécessairement d'autres types d'animaux.

M. Johnson: Le bill ne dit rien du gibier. En quelque sorte on n'a aucun droit de propriété sur le gibier.

Le sénateur Thériault: Les autochtones y ont pourtant quelques intérêts.

M. Johnson: Peut-être, mais la loi ne stipule aucun droit de propriété sur les animaux sauvages. Si j'en tue un, personne ne

[Text]

claim damages against me for killing that animal. The Crown may prosecute me for killing it, but there is no property interest in respect of which compensation can be paid. There is an interest with regard to, for example, the disturbance of wild animals where they are driven away, and for which there could be compensation. But the actual killing or maiming of wild animals is not an actionable matter between two parties.

Senator Thériault: For example, a spraying program along any given line might kill many wild animals or birds thereby directly affecting the native people in the area. By including livestock, are you not excluding the native people from the possibility of claiming damages?

Mr. Johnson: I do not believe so. The section goes on to say, "such other factors as the Committee considers proper in the circumstances." I suppose there could be many other factors.

Senator Thériault: More often than not when something is included in legislation it automatically excludes something else.

Senator Adams: Mr. Chairman, the killing of, for example, 300 caribou, from spraying would have a disastrous effect on the herd and on the hunting. That would be the same as a beef producer losing his herd. The hunter would lose his livelihood. Would people not be compensated in such an instance?

Mr. Johnson: Not directly for the loss of animals, as opposed to the loss of income or of food source or something like that. Assessing the loss of animals alone is very difficult. One must show a dominance over a wild animal before one can claim a loss, otherwise it belongs to me as much as it belongs to anyone else. It would be very difficult to set the legislation up on such a basis.

Senator Thériault: I agree. But, for example, I, a Canadian, may go out and buy a hunting licence, and I would have just as much right as certain native groups to hunt certain herds, flocks or whatever, which these groups depend on for their livelihood. I cannot accept the situation.

Mr. Macdonald: How would you award damages?

Senator Thériault: I do not know.

Mr. Macdonald: I believe what we are discussing here would be covered under the various environmental statutes. If, for example, a particular herd were destroyed by some operation of a pipeline company, then there may be fines or whatever.

Senator Thériault: Then why do you include livestock? Anyway, I have made my point, but I do not know the answer.

Mr. Johnson: It is a very difficult subject, senator.

[Traduction]

peut réclamer de dommages et intérêts. La Couronne pourrait engager des poursuites, mais aucun droit de propriété ne prévoit des versements de dommages et intérêts. On pourrait imaginer un dédommagement dans le cas, par exemple, où les animaux sauvages d'une zone seraient amenés, pour quelque raison qui les dérangerait, à quitter la zone. Mais le fait de tuer, ou de blesser des animaux sauvages n'est pas un sujet de litige entre parties.

Le sénateur Thériault: On pourrait imaginer par exemple qu'un traitement chimique quelconque, le long d'une canalisation, tue un grand nombre d'animaux sauvages ou d'oiseaux, ce qui porterait préjudice aux autochtones de la région. En utilisant le terme de bétail, n'exclut-on pas toute possibilité pour ces populations de porter plainte?

M. Johnson: Je ne le pense pas. L'article poursuit: «les éléments dont le Comité estime devoir tenir compte en l'espèce». Je suppose qu'il pourrait y avoir beaucoup d'autres éléments.

Le sénateur Thériault: La plupart du temps, si cette disposition est incluse dans une loi, c'est pour exclure automatiquement quelque chose d'autre.

Le sénateur Adams: Monsieur le président, la destruction de 300 caribous à la suite d'une nébulisation, aurait un effet désastreux sur les troupeaux et sur la chasse. Elle aurait le même effet qui si le producteur perdait son troupeau. Le chasseur perdrait son gagne-pain. Ces personnes ne recevraient-elles pas une indemnité dans de telles circonstances?

M. Johnson: Pas directement pour la perte d'animaux, si on compare cela à la perte d'un revenu ou d'une source de nourriture ou quelque chose du genre. Il est très difficile d'évaluer la perte d'animaux. On doit prouver un «contrôle» de l'animal sauvage avant de présenter une demande pour une perte, sinon, cet animal appartient tout autant à moi qu'à n'importe qui d'autre. Il serait très difficile d'établir une loi sur de tels fondements.

Le sénateur Thériault: Je suis d'accord. Mais, par exemple, à titre de Canadien, je peux aller acheter un permis de chasse, et j'aurai autant le droit que certains groupes autochtones de chasser certains troupeaux, volés ou peu importe, sur lesquels ces groupes dépendent pour leur gagne-pain. Je ne peux pas accepter cette situation.

M. Macdonald: Comment vous y prendriez-vous pour accorder les indemnités?

Le sénateur Thériault: Je ne sais pas.

M. Macdonald: Je crois que ce que nous discutons maintenant serait touché par les diverses lois sur l'environnement. Si, par exemple, un troupeau particulier était détruit par une certaine opération d'une compagnie pétrolière, il y aurait alors peut-être des amendes ou d'autres pénalités du genre.

Le sénateur Thériault: Alors pourquoi parlez-vous d'animaux domestiques? De toute façon, j'ai dit ce que j'avais à dire, mais je ne connais pas la réponse.

M. Johnson: C'est un sujet très difficile, monsieur le sénateur.

[Text]

Mr. Macdonald: For example, in instances where an Indian band can expect a loss of income or a loss of food source because certain animals were killed, there would unquestionably be an interest for compensation under this bill. It would not necessarily relate directly to a particular animal which had been destroyed, but it would relate to, for instance, animals being scared away from that region.

Senator Thériault: That may well be, but the arbitration committee would not be able to deal with it.

Mr. Macdonald: Yes, they would, under the final clause, "such other factors".

Senator Thériault: Not if environmental laws take precedence.

Mr. Macdonald: No, they would apply equally. For example, a company might be fined for having poisoned a herd, and, undoubtedly, there would probably be claims by individuals who were economically or otherwise affected. So they would both apply separately.

The Chairman: I shall stand section 75.19 until this afternoon.

Senator Balfour: Is it the intention of the committee that the suggestion that provision for residual value be included and discussed with the minister?

The Chairman: Yes. We move to subsection 75.19(2).

Mr. Johnson: Before you go on, Mr. Chairman, there is one question which will come up related to market value. The papers in the packet which has been distributed are out of order. On page 11 please pencil in 75.19(1). This proposal was put forward on the hope that it would get around the problem of market value in the context of periodic reviews. The present definition of market value would remain. A new paragraph, (a.1), would be added to take into account the changes in market value or periodic payment awards or agreements.

The Chairman: Where are you putting this?

Mr. Johnson: It would go in as paragraph (a.1) under paragraph 75.19(1)(a), the market value of land taken by the company. As it is now, the amendments, which is on the second-last page, is out of order. There would be a new paragraph (a.1) and the numbering would be shoved down. I am putting this forward for this afternoon.

Senator Riley: Does this refer to the interpretation of market value?

The Chairman: No, we are coming to that right now. It is on page 12. There has been considerable discussion with respect to this subsection, and I understand that you have a proposal.

Mr. Johnson: It is not proposed that we amend the definition of "market value". The definition of "market value"

[Traduction]

M. Macdonald: Par exemple dans les cas où une bande d'Indiens peut s'attendre à une perte de revenu ou une perte de source alimentaire parce que certains animaux ont été tués, il y aurait sans aucun doute une raison pour accorder une indemnité conformément au bill. Cela ne porterait pas nécessairement sur un animal particulier qui avait été détruit, mais par exemple sur des animaux qui ont été chassés de cette région en raison de divers facteurs.

Le sénateur Thériault: C'est peut-être vrai, mais le comité d'arbitrage ne pourrait pas s'en occuper.

M. Macdonald: Oui, il pourrait le faire conformément à la dernière disposition, «les éléments».

Le sénateur Thériault: Mais pas si les lois sur l'environnement ont préséance.

M. Macdonald: Non, elles s'appliqueraient également. Une compagnie pourrait, par exemple, devoir payer une amende, suite à l'empoisonnement d'un troupeau, et sans aucun doute, il y aurait des plaintes déposées par les personnes lésées, économiquement ou autre. Donc les deux lois s'appliqueraient indépendamment l'une de l'autre.

Le président: Je réserve donc l'article 75.19 pour cet après-midi.

Le sénateur Balfour: Le Comité désire-t-il que la proposition concernant une disposition sur la valeur résiduelle soit notée et discutée avec le ministre?

Le président: Oui. Nous passons maintenant au paragraphe 75.19(2).

M. Johnson: Avant que vous ne poursuiviez, monsieur le président, je pense qu'il faudrait discuter la question de la valeur marchande. Les documents qui ont été distribués ne sont pas recevables. Notez page 11 le paragraphe 75.19(1). Cette proposition a été émise dans l'espoir que le problème de la valeur marchande serait ainsi réglé, en même temps que celui des examens périodiques. La définition actuelle de cette valeur marchande resterait donc, mais un nouveau sous-alinéa (a)(1), devrait être ajouté pour prévoir l'évolution de cette valeur marchande, des versements périodiques ou du contenu des accords.

Le président: Où inscrivez-vous cela?

M. Johnson: Ce serait le sous-alinéa 75.19 (1) a) de l'article 75.19, relatif à la valeur marchande du terrain cédé à la compagnie. Dans sa version actuelle, la disposition notée à l'avant-dernière page n'est plus d'actualité. On aurait donc un nouveaux sous-alinéa (a)(1) et la numérotation serait décalée. J'en parle en prévision de cet après-midi.

Le sénateur Riley: S'agit-il donc du contenu à donner au terme de valeur marchande?

Le président: Non, nous allons y passer maintenant. Cela se trouve à la page 12. Beaucoup de discussions ont eu lieu au sujet de ce paragraphe, et si je ne me trompe, vous avez une proposition à faire.

M. Johnson: Nous ne proposons pas de remanier la définition de la valeur marchande, nous la conservons telle quelle,

[Text]

would stay, but paragraph (a.1) would be added. This amendment is printed in English only.

The Chairman: "The annual or periodic payments are being made pursuant to an agreement or an arbitration decision changes in the market value referred to in paragraph (a) since the agreement or decision or since the last review or adjustment of those payments as the case may be."

Mr. Johnson: That is what is proposed. You start your periodic payments on the basis of market value—

The Chairman: At the time of taking.

Mr. Johnson: That's right; and for any adjustment five-year period after the agreement or after an arbitration decision, whichever it is, you will have to have regard for changes in market value of the land. So if the market value of the land goes up 10 per cent, then presumably the arbitration committee, or the agreement, would say that the monthly payment will go up 10 per cent. If it goes down, then presumably it will go down.

The Chairman: Are there any questions? That won't be in subsection (2)?

Mr. Johnson: No, (2) would stay.

The Chairman: Is it agreed that 75.19(2) carry?

Senator Riley: Mr. Chairman, with regard to 75.19(2), the market value is the amount that would be paid if the land at the time of the taking had been sold on the open market. Would that include after due exposure to the market by a willing seller or a willing buyer?

Mr. Macdonald: After due exposure to the market?

Senator Riley: Right.

Mr. Macdonald: I am not sure that I understand the purpose of that question.

Senator Riley: I thought we used that term in New Brunswick.

Senator Thériault: I don't think so.

Senator Riley: Perhaps you are right. That is all right, then.

The Chairman: We come now to 75.2(1)(a) and (b).

Mr. Johnson: There is an amendment here. It deals with the matter that Mr. Macdonald mentioned earlier. It is a proposed change of policy to provide that a person whose lands are taken can specify that he wishes to have periodic or annual compensation payments made in respect of the compensation for the land, or compensation for damages or both, by any mixture of those. There is a change proposed to paragraph (b) to allow a person to direct a proportion of damages payable to him. He can ask the committee to award those damages on a periodic basis also.

[Traduction]

mais le sous-alinéa (a)(1) serait ajouté. Pour le moment nous n'avons que la version anglaise. En voici la traduction.

Le président: «Les versements annuels ou périodiques se font en vertu d'un accord ou d'une décision arbitrale sur les modifications des valeurs du marché visées à l'alinéa a) qui se sont produites depuis l'accord ou la décision ou depuis la dernière révision ou le dernier rajustement de ces versements, selon le cas».

M. Johnson: Voilà la proposition. Les versements périodiques sont d'abord évalués par rapport à la valeur marchande...

Le président: Au moment de l'accord.

M. Johnson: C'est exact; et tout rajustement quinquennal après l'accord ou après décision d'arbitrage, l'une ou l'autre, doit tenir compte de l'évolution de la valeur marchande de la terre. Si celle-ci a augmenté de 10 p. 100, le comité d'arbitrage, ou l'accord, prévoiera une majoration de 10 p. 100 des versements mensuels. Si la valeur décroît, les versements décroissent également.

Le président: Y a-t-il des questions? Ce rajout ne sera pas au paragraphe 2?

M. Johnson: Non, le paragraphe reste tel quel.

Le président: Êtes-vous d'accord pour que le paragraphe 75.19(2) soit adopté?

Le sénateur Riley: Monsieur le président, dans le cadre de ce paragraphe, la valeur marchande est la somme qui aurait été exigée, au cas où la terre eût été vendue sur le marché au moment de l'accord. Cela implique-t-il que le terrain soit effectivement soumis aux conditions des marchés?

M. Macdonald: Aux conditions des marchés?

Le sénateur Riley: Oui.

M. Macdonald: Je ne suis pas sûr de comprendre votre question.

Le sénateur Riley: Je croyais qu'on utilisait cette expression au Nouveau-Brunswick.

Le sénateur Thériault: Je ne crois pas.

Le sénateur Riley: Peut-être avez vous raison alors; passons.

Le président: Nous arrivons donc aux alinéas 75.2(1)a) et b).

M. Johnson: Il y a ici un amendement. Il traite des mêmes sujets évoqués plus haut par M. Macdonald. Cet amendement propose une modification, permettant à la personne qui cède son terrain, de choisir entre des versements d'indemnisation annuels, ou périodiques, qui représenteraient une indemnisation pour la terre cédée, ou, au contraire, une indemnisation qui tiendrait compte des torts subis, ou une solution intermédiaire, tenant compte des deux. Une modification a été proposée pour l'alinéa b) pour que la personne intéressée puisse décider de la proportion qui lui sera versée, au titre de dommages et intérêts. Cette personne peut également demander au comité que ces dommages, donnent lieu à des versements périodiques.

[Text]

The Chairman: We will let 75.2(1) and 75.2(2) stand until this afternoon. We come now to section 75.2(3)—“Interest may be payable.” Are there any comments with respect to this? I believe there is one from the Alberta Surface Rights Federation.

Mr. Macdonald: I believe they suggested that the word “may” on line four of page 13 be changed to “shall” to make it imperative that interest be paid. This again would be a matter of policy. My own preference would be slightly on the side of the word “may”, since if the provision read “shall” there could be abuses by either party dragging out the whole process interminably. Then the company being paid would require to pay interest on whatever interminable delays there were. There are often cases where a discretion has to be exercised. If a party is at fault for unduly increasing the amount of that interest, it may be that that person does not deserve to receive the entire amount.

Senator Balfour: Is there no rule of statutory interpretation that provides that the word “may” in a statute shall be construed as “shall”?

Mr. Johnson: Sometimes there is a mandatory “may”. Generally it confers a discretion. It is an administrative function that the Registrar of Marriages may issue a certificate if X, Y and Z are put forward. In that case the court can use “may” or “shall”. This is a discretionary “may”.

The Chairman: Shall 75.2(3) carry?

Hon. Senators: Carried.

The Chairman: Shall 75.2(4) carry?

Hon. Senators: Carried.

The Chairman: Shall 75.21(1) carry?

Hon. Senators: Carried.

The Chairman: Shall 75.21(2) carry?

Hon. Senators: Carried.

The Chairman: Shall 75.22(1) carry?

Hon. Senators: Carried.

The Chairman: Shall 75.22(2) carry?

Hon. Senators: Carried.

The Chairman: Shall section 75.23 carry?

Hon. Senators: Carried.

The Chairman: Shall 75.24 carry?

Hon. Senators: Carried.

The Chairman: Shall 75.25 carry?

Hon. Senators: Carried.

The Chairman: Shall 75.26(1) carry?

Hon. Senators: Carried.

The Chairman: Shall 75.26(2) carry?

Hon. Senators: Carried.

[Traduction]

Le président: Nous réservons donc les paragraphes 75.2(1) et 75.2(2) jusqu'à cet après-midi. Nous arrivons maintenant au paragraphe 75.2(3)—«le paiement d'un intérêt peut être prévu». Y a-t-il des observations à ce sujet? Si je ne me trompe, il y en a de l'Alberta Surface Rights Federation.

M. Macdonald: Je crois qu'ils ont proposé que le terme «peut», à la cinquième ligne de la page 13, soit remplacé par «est tenu de», afin que le versement d'intérêt soit automatique. C'est encore une question de point de vue et de politique. J'inclinerais plutôt pour le terme «peut», étant donné que les termes «est tenu de» pourraient permettre de traîner en longueur le procès, et la compagnie ne pourrait être payée, qu'à condition que des intérêts soient versés sur des périodes interminables. On a toujours des situations où un pouvoir doit être exercé. Si une partie demande des intérêts indûs, il est fort possible qu'il faille lui en accorder une part seulement.

Le sénateur Balfour: Y a-t-il peut-être une règle d'interprétation juridique, qui stipule que le terme «peut» doit être interprété dans le sens de «est tenu de»?

M. Johnson: Parfois le «peut» a un sens obligatoire. En général ce terme donne toute autre autorité. Il rentre dans les compétences administratives du contrôleur des registres de l'état civil qu'il puisse délivrer un certificat pour X, Y ou Z. Dans ce cas le tribunal peut utiliser le terme «peut» ou «est tenu de». Le terme «peut» a valeur discrétionnaire.

Le président: Le paragraphe 75.2(3) est-il adopté?

Des voix: Adopté.

Le président: Le paragraphe 75.2(4) est-il adopté?

Des voix: Adopté.

Le président: Le paragraphe 75.21(1) est-il adopté?

Des voix: Adopté.

Le président: Le paragraphe 75.21(2) est-il adopté?

Des voix: Adopté.

Le président: Le paragraphe 75.22(1) est-il adopté?

Des voix: Adopté.

Le président: Le paragraphe 75.22(2) est-il adopté?

Des voix: Adopté.

Le président: Le paragraphe 75.23 est-il adopté?

Des voix: Adopté.

Le président: Le paragraphe 75.24 est-il adopté?

Des voix: Adopté.

Le président: Le paragraphe 75.25 est-il adopté?

Des voix: Adopté.

Le président: Le paragraphe 75.26(1) est-il adopté?

Des voix: Adopté.

Le président: Le paragraphe 75.26(2) est-il adopté?

Des voix: Adopté.

[Text]

The Chairman: Should there not be an addition here that any decision, order or direction of an arbitration committee should be deposited and registered and recorded?

Mr. Macdonald: There is a similar provision to that in subsection 75.28(b).

The Chairman: You do not need it for this section?

Mr. Macdonald: I do not believe so. This section actually puts a restriction on the board and on the company such that the order cannot be issued until a land owner has had notice. Within the purview of this subsection the order has not yet been made. At the 75.28 stage, the order then has been made and must be registered.

The Chairman: Therefore subsection 75.26(2) is carried?

Senator Riley: I would like to inquire about the advance compensation.

The Chairman: That is dealt with in paragraph (d).

Senator Riley: That reads:

... a description of the right of the owner to an advance of compensation under section 75.27 if the order is issued and the amount of such advance that the company is prepared to make.

There is no burden on the company to make any set amount of compensation in advance?

M. Macdonald: Not in the absence of an application under this section 75.26 for a right of entry. If the land owner agrees to allow the company to construct the line, and if there is no need for the company to apply under this section for the right to construct over the objections of the land owner, presumably the matter of compensation will have been settled and there will be no need for an advance payment of that compensation.

Senator Balfour: In other words, the compensation would have been paid in the ordinary course of events.

Mr. Macdonald: I would think so, yes.

Senator Riley: If for example, there is a dispute before arbitration, the land on which the company is entering is a vital part of that particular farm, or whatever it may be, the decision of the arbitration is delayed and the owner wishes to acquire other land to make up for what he may be losing as a viable part of his holdings, should there not be some provision whereby a certain percentage of compensation would be required rather than leaving it undetermined?

Mr. Johnson: The difficulty would then be in determining the compensation itself.

Senator Riley: If there is an offer by the company, I would think the company should be required to make the percentage of an advance based upon that offer.

Mr. Johnson: However, if the company makes its offer ridiculously low, it is of no help to the farmer. To take an example, if the company knows that the property in actual value is worth \$10,000 and in order to pay 10 per cent or whatever by way of a low advance payment, the company says "We will offer you \$3,000" and ends up offering the man \$300

[Traduction]

Le président: Ne devrait-on pas ajouter une disposition stipulant que toute décision, ordonnance ou requête du comité d'arbitrage soit déposée et enregistrée?

M. Macdonald: Il y a une clause qui va dans ce sens à l'alinéa 75.28(b).

Le président: Ne faudrait-il pas le reprendre ici?

M. Macdonald: Je ne pense pas. Ce paragraphe impose des conditions à l'Office, et à la compagnie, et l'ordonnance ne peut pas être rendue avant que le propriétaire n'ait été averti. Or au niveau de ce paragraphe, il y a toujours pas d'ordonnance. A l'article 75.28 les choses sont différentes, l'ordonnance a été prise et doit être enregistrée.

Le président: Le paragraphe 75.26(2) est donc adopté?

Le sénateur Riley: J'aimerais m'informer sur l'indemnité payable d'avance.

Le président: Cela fait l'objet de l'alinéa d).

Le sénateur Riley: Lequel stipule:

d) le fait que le propriétaire a droit au paiement d'une somme à titre d'avance à valoir sur le montant de l'indemnité conformément à l'article 75.27 si l'ordonnance est accordée, ainsi que la somme que la compagnie est prête à verser à ce titre.

Rien ne prévoit un montant fixe que la compagnie devra payer d'avance?

M. Macdonald: S'il n'y a eu aucune demande d'ordonnance de faite, conformément à l'article 75.26, pour avoir droit d'accès, non. Lorsque le propriétaire permet à la compagnie de construire la canalisation, et si elle n'a pas besoin de faire de demande, en raison d'objections du propriétaire, la question de l'indemnité aura été réglée, et aucune somme ne devra être payée d'avance.

Le sénateur Balfour: En d'autres termes, cette indemnité sera payée de façon normale.

M. Macdonald: Je pense que oui.

Le sénateur Riley: Imaginons toutefois, qu'il y ait un litige avant l'arbitrage, en raison de l'importance particulière de telle terre pour une exploitation agricole, ou pour toute autre raison; la décision d'arbitrage est donc reportée et le propriétaire souhaite obtenir une autre pièce de terre en dédommagement, ne devrait-on pas, dans un tel cas, prévoir une disposition fixant un pourcentage de dédommagement, plutôt que de laisser les choses dans le vague?

M. Johnson: La difficulté résiderait dans la somme à fixer.

Le sénateur Riley: Au cas où la compagnie fait une offre, je pense qu'elle devrait calculer une avance fixée en pourcentage de son offre.

M. Johnson: Toutefois, supposons que la compagnie fasse une offre ridiculement basse, cette disposition n'aiderait rien le paysan. Supposons pour prendre un exemple que la compagnie sache que cette propriété est réellement d'une valeur de \$10 000, étant tenue de verser si vous voulez, 10 p. 100 d'avance, elle proposera par exemple \$3 000, ce qui,

[Text]

as an advance, it is not a fair situation to the farmer. I think the matter must be referred to arbitration if the land owner is not satisfied with the offer of the company, whatever it is.

Senator Riley: For the advance compensation?

Mr. Johnson: This is a difficult problem because the actual compensation almost has to be determined before you can come up some sort of reasonable advance.

The Chairman: Are you satisfied, Senator Riley?

Senator Riley: I am never satisfied, but I accept the explanation.

The Chairman: Does section 75.26(2) shall carry. Is section 75.27 carried?

Senator Balfour: Carried.

The Chairman: Section 75.28?

Senator Balfour: What about the question of the proceedings in case of resistance?

The Chairman: Do you wish to discuss the matter under this section?

Senator Balfour: Wherever.

The Chairman: Could you address this matter?

Mr. Macdonald: I can address it at this time. Under another section of existing act, any order of the board can be filed in a superior court of any province, or in the federal court, and can be enforced as an order of that court. In our view, there are several reasons explaining why it is preferable to have the court issue that kind of an order. For instance, the court is always available, whereas it may be difficult to get three board members together at any one time, since they may be out of town attending hearings and that sort of thing. I am satisfied that, once this order is registered, it would be within the court's jurisdiction to make any necessary order to give the registered order effect. It is then simply a question of whether that is explicitly put in the statute or whether we rely on the general jurisdiction of the court to enforce orders.

Senator Balfour: Therefore, you are satisfied that there is not an omission in that respect?

Mr. Macdonald: I am satisfied that the power would exist to make any necessary order to the sheriff to put the company into possession of the land.

The Chairman: So, is section 75.28 carried?

Senator Balfour: Carried.

The Chairman: Is section 75.29 carried?

Senator Balfour: Carried.

The Chairman: Dealing with Consequential Amendments, can clauses 6 and 7 carry?

Senator Balfour: Carried.

The Chairman: Senator Riley?

Senator Riley: If I may refer back to section 75.29, paragraph (e) reads:

[Traduction]

finalement, représentera la maigre somme de \$300; ce n'est pas très juste pour le fermier. Je pense donc que, lorsque celui-ci n'est pas satisfait de l'offre qui lui est faite, il doit pouvoir renvoyer la chose devant le comité d'arbitrage.

Le sénateur Riley: Pour la question du versement d'avance?

M. Johnson: C'est un problème épineux, étant donné que l'indemnité doit être fixée avant que la question de l'avance ne soit posée.

Le président: Le sénateur Riley est-il satisfait de la réponse?

Le sénateur Riley: Je ne suis jamais satisfait, mais j'accepte l'explication qui m'est donnée.

Le président: Le paragraphe 75.26(2) est donc adopté. L'article 75.27 est-il adopté?

Le sénateur Balfour: Adopté.

Le président: L'article 75.28?

Le sénateur Balfour: Quelle serait la marche à suivre en cas de résistance?

Le président: Voulez-vous en discuter, dans le cadre de cet article?

Le sénateur Balfour: Comme vous le voulez.

Le président: Pourriez-vous nous en parler?

M. Macdonald: Je peux le faire maintenant. Un autre article de la loi prévoit que toute ordonnance de l'Office peut être transmise à la Cour supérieure de la province, ou à la Cour suprême, et elle devient applicable comme décision de ce tribunal. A notre avis, il y a plusieurs raisons justifiant la cour de prendre ce genre de décision. En effet, la cour est toujours disponible, alors qu'il peut être difficile de réunir trois membres de l'Office, à n'importe quel moment, puisqu'ils peuvent être en déplacement pour des audiences etc. Je pense donc qu'une fois l'ordonnance enregistrée, il serait de la compétence de la cour de prendre la décision donnant à cette ordonnance force exécutoire. Cela dépend simplement de la rédaction de la loi, à moins que nous nous en remettions aux compétences générales du tribunal en matière d'ordonnances à faire appliquer.

Le sénateur Balfour: Vous pensez donc que rien n'a été omis dans la loi à cet égard?

M. Macdonald: Je suis certain que l'on peut demander au shérif d'aider la compagnie à entrer en possession des terrains.

Le président: L'article 75.28 est-il adopté?

Le sénateur Balfour: Adopté.

Le président: L'article 75.29 est-il adopté?

Le sénateur Balfour: Adopté.

Le président: Et les modifications accessoires, articles 6 et 7?

Le sénateur Balfour: Adoptées.

Le président: Sénateur Riley?

Le sénateur Riley: Permettez-moi de revenir à l'article 75.29, alinéa (e), lequel stipule:

[Text]

generally for carrying out the purposes and provision of this Part.

Is it anticipated that these regulations will be amended in an ongoing fashion? Will new regulations be made from time to time to fit the particular circumstances which are faced by the company or for the protection of the owner? Or do you intend to lay out a set of regulations which will be effective at all times under the act?

Mr. Macdonald: Whatever regulations were approved under this section would stand and apply to all parties who were affected under the act. With regard to when amendments might be made or how often they might be made, the ability is certainly there to adapt the regulations to whatever circumstances arise as matters progress. As to how often that might be done, I really cannot say.

Senator Riley: How long a time would be anticipated before the draft regulations would be ready for final review by the Department of Justice before being presented?

Mr. Macdonald: I honestly cannot answer that question, senator. I don't think we have really thought what specific regulations will be required.

Senator Riley: There has been no advance work done on the regulations?

Mr. Macdonald: Not to my knowledge.

Senator Riley: In anticipation of passing the act?

Macdonald: Not to my knowledge, no.

Senator Riley: Mr. Chairman, would it be possible for the draft regulations to be brought before the committee before they go to the Department of Justice for final approval?

The Chairman: You should direct that question to Senator Olson this afternoon.

Senator Riley: You are the Chairman.

The Chairman: Then I shall do so.

Mr. du Plessis: Mr. Chairman, there would have to be an order of reference for the draft regulations to be considered by any committee of the Senate before they were considered by the Department of Justice. There is a normal review that takes place, of course, after regulations are in existence.

Senator Riley: What you are saying is in line with the opinion you gave before the Transport and Communications Committee.

Mr. du Plessis: Somewhat along those lines, yes. Because of the existing provisions of the Statutory Instruments Act, there does not seem to be at the moment any provision for the advance study of regulations before they are made. Parliamentary scrutiny comes in after they are made.

The Chairman: Mr. du Plessis, we also had evidence from Foothills and T Q & M with respect to proclamation of the bill. In light of that evidence, can we tell the government or recommend to the government when to proclaim the act?

[Traduction]

assurant la mise en application des objets et des dispositions de la présente Partie.

Est-il prévu que ces dispositions seront remaniées continuellement, par règlement, pour les adapter aux circonstances particulières, de la situation de la compagnie et de la protection du propriétaire? Ou alors, entendez-vous rédiger des règlements qui seront applicables en tout temps selon la loi?

M. Macdonald: Il est certain que les règlements d'application de cet article vaudront pour toutes parties concernées par la loi. Pour ce qui est de ces règlements s'adaptant aux circonstances, il est certain que l'on peut toujours y avoir recours à n'importe quel moment. Mais je ne peux pas vous dire quelle sera la fréquence de tels remaniements.

Le sénateur Riley: Quels seront, d'après vous, les délais, avant que les projets de règlements soient prêts pour l'examen final du ministère de la Justice, avant d'être ensuite déposés?

M. Macdonald: Je ne peux vraiment pas répondre à cette question, sénateur. Je ne pense pas que nous ayons déjà pensé aux règlements particuliers qui s'imposent.

Le sénateur Riley: Aucun travail n'a été fait sur les règlements...

M. Macdonald: Pas que je sache.

Le sénateur Riley: En prévision de l'adoption de la loi.

M. Macdonald: Pas à ma connaissance, non plus.

Le sénateur Riley: Monsieur le président, serait-il possible que les projets de règlements soient examinés par le comité, avant d'être présentés au ministère de la Justice?

Le président: Je pense que vous pourrez poser cette question au sénateur Olson ce soir.

Le sénateur Riley: Mais le président c'est vous.

Le président: Alors je poserai la question.

M. du Plessis: Monsieur le président, il faudrait qu'il y ait un ordre de renvoi prévoyant que les projets de règlements soient discutés par les Comités du Sénat, avant d'être examinés au ministère de la Justice. Bien sûr il y a normalement un examen qui a lieu, après que les règlements aient été adoptés.

Le sénateur Riley: Ce que vous dites rejoint vos déclarations au Comité des transports et des communications.

M. du Plessis: D'une certaine manière oui. En vertu des dispositions de la Loi sur les textes réglementaires, il ne semble pas que rien oblige à examiner en comité les règlements avant qu'ils soient adoptés. L'examen parlementaire vient a posteriori.

Le président: Monsieur du Plessis, nous avons également des témoignages de la Foothills et de T Q & M en ce qui concerne l'adoption du bill. Pouvons-nous, forts de ces dépositions, recommander au gouvernement une date pour la promulgation de la loi?

[Text]

Mr. du Plessis: A recommendation could certainly be made. There would be nothing wrong with the committee making a recommendation of that nature, which the government would then consider.

The Chairman: But we could not amend the act?

Mr. du Plessis: In order to set a date?

The Chairman: To say that we were proclaiming it as of, for example, January 1, 1982.

Mr. du Plessis: Certainly. The committee could make an amendment to clause 7.

Senator Thériault: For my own information, is it the practice at the federal level to proclaim legislation before the regulations are out?

Mr. Johnson: No.

Senator Thériault: In other words, the practice is that the regulations are passed and accepted by the department concerned before the act is proclaimed?

Mr. Johnson: They occur at about the same time.

Senator Thériault: But proclamation would not take place prior?

Mr. Johnson: No. In this case you almost need the regulations in order to carry out the act.

Senator Thériault: Yes. That was the concern expressed by T Q & M. In this case, Mr. Chairman, I would be a little concerned if they were to make such a recommendation to fix a date. As it is now, the date is to be fixed by the Governor in Council. Suppose we said the date was to be January 1, and the regulations were not ready by then?

Mr. du Plessis: It is certainly more flexible the way it is now.

The Chairman: Well, we can draw the evidence to the attention of the minister.

Another point of concern was raised by the Canadian Petroleum Association with respect to surveying and the right to enter on to the land in advance of everything else in order to survey.

Mr. Johnson: We looked at this and came to the conclusion that it would be in the same category as if they wanted to enter on to the land in order to take possession. If there was resistance or any kind of disagreement between the farmer and the company about entering on to the land to do a survey, the company could get an order from the board.

The Chairman: Where is the right to enter contained?

Mr. Johnson: The right of companies to enter and survey? They have it under the National Energy Board Act now.

Mr. Macdonald: There is a very general provision under the act.

The Chairman: Subsection 62(1) paragraph (a) provides the right to survey, subject to this act and the special act, which

[Traduction]

M. du Plessis: On pourrait certainement faire une recommandation. Rien n'empêche le Comité de faire ce type de recommandation au gouvernement.

Le président: Mais nous ne pourrions pas modifier la loi.

M. du Plessis: Dans l'espoir de fixer une date?

Le président: Disons par exemple que nous voulions la faire promulguer le 1^{er} janvier 1982.

M. du Plessis: Si. Le Comité modifierait l'article 7.

Le sénateur Thériault: J'aimerais savoir s'il est de règle pour le fédéral de promulguer la loi, avant que les règlements soient publiés.

M. Johnson: Non.

Le sénateur Thériault: Il est donc de règle pour le ministère concerné d'adopter les règlements, avant que la loi soit promulguée?

M. Johnson: Ils sont adoptés à peu près en même temps.

Le sénateur Thériault: Mais la proclamation ne se ferait pas avant.

M. Johnson: Non. Dans un cas comme celui-ci, vous avez besoin pour ainsi dire des règlements pour pouvoir adopter la loi.

Le sénateur Thériault: Oui. C'est justement ce qui posait des problèmes à T Q & M. Dans ce cas, monsieur le président, j'aurais lieu de m'inquiéter si l'on recommandait une date précise. Dans la situation actuelle, la date doit être fixée par le gouverneur en conseil. Supposons que l'on ait fixé le 1^{er} janvier, et que les règlements ne soient pas prêts?

M. du Plessis: La solution actuelle laisse certainement une plus grande marge de manœuvre.

Le président: Dans ce cas, nous pouvons signaler le témoignage au ministre.

L'Association canadienne du pétrole s'est préoccupée aussi d'avoir accès au terrain à l'avance, pour l'arpentage et autres mesures.

M. Johnson: Nous nous sommes penchés sur ce point, et avons conclu que cela rentrerait dans la même catégorie que la prise de possession du terrain. En cas de résistance, ou d'opposition entre le fermier et la compagnie, pour l'accès au terrain à des fins d'arpentage, la compagnie pourrait toujours demander une ordonnance à l'Office.

Le président: Où le droit d'accès est-il alors prévu?

M. Johnson: Le droit des compagnies de pénétrer sur le terrain pour faire des mesures? Ce droit est prévu par la Loi sur l'Office national de l'énergie.

M. Macdonald: Il y a dans la loi une disposition très générale.

Le président: L'alinéa 62(1) prévoit le droit de faire les relevés d'arpentage, dans les conditions prévues par la loi et la

[Text]

implies the need for express provision in the act itself, and that is the CPA's concern.

M. Macdonald: At the present time there is no specific provision in the National Energy Board Act to cover that. All I can say about it is that to my knowledge it has never been of concern.

I believe there is provincial legislation in each province, usually called the Surveys Act, which does provide power to a surveyor to enter land on whatever terms and conditions might be applicable at the time. I am not aware that a pipeline company has ever approached the board expressing difficulty with getting that right.

As Mr. Johnson points out, once this bill is in effect, the company can come to the board for a right of entry giving them the power to enter for purposes of the survey.

Senator Riley: Without notification to the owners?

Mr. Johnson: That would be covered under subsection 75.26(1). That is the right of entry for any purpose, whether it is to take possession or to take a survey or to take soil samples, or whatever. If they cannot agree with the owner of the land to get on the land, they can go to the board and get an order. But they have to satisfy the board that they have notified the owner of the date and of what they want to do on the land and so on.

Senator Riley: And the owner would have the right—

Mr. Macdonald: To an advance of compensation.

Senator Riley: He would have the right to be present at the time of the survey and he would have the right to have his own surveyor present at the time the survey was being made?

Mr. Macdonald: Certainly.

The Chairman: I would suggest you take a look at the Canadian Petroleum Association's letter.

Mr. Johnson: Yes.

The Chairman: If that is all, honourable senators, we will adjourn until 2 o'clock to go over the six clauses we have stood. We will meet in this room with the minister at 2 o'clock. Thank you. The meeting stands adjourned.

The committee adjourned until 2 p.m.

The committee resumed at 2 p.m.

The Chairman: Honourable senators, we have with us this afternoon the hon. H. A. Olson, Minister in charge of the Northern Pipeline Agency. Mr. Minister, we have had referred to us Bill C-60, to amend the National Energy Board Act. We have held three meetings that have heard from nine witnesses. We have commenced a clause by clause study of the bill. We went through the bill this morning and flagged about six clauses that we would like to discuss with you, if agreeable.

[Traduction]

loi d'application, il faut donc qu'il y ait une disposition qui le mentionne expressément dans ce bill et c'est là la préoccupation de l'ACP.

M. Macdonald: La loi actuelle sur l'Office national de l'Énergie ne prévoit aucune disposition spéciale en ce sens. Tout ce que je peux dire à ce sujet c'est que la question ne s'est jamais posée.

Je pense qu'il y a, dans chaque province, une mesure législative, qui s'appelle en général la Loi sur l'arpentage, et qui donne à l'arpenteur le droit de pénétrer sur le terrain suivant les conditions dans lesquelles cette disposition est applicable. Je n'ai jamais eu à prendre connaissance d'une démarche faite par une compagnie auprès de l'Office, parce qu'elle avait des difficultés à obtenir ce droit.

Comme M. Johnson le fait remarquer, dès que le bill sera adopté, la compagnie peut toujours s'adresser à l'Office, et obtenir le droit de pénétrer sur le terrain pour faire des travaux d'arpentage.

Le sénateur Riley: Sans être tenu d'aviser les propriétaires?

M. Johnson: Ce serait du ressort du paragraphe 75.26(1). Il s'agit donc du droit d'accès, de façon générale, qu'il s'agisse d'une prise de possession, ou de travaux d'arpentage, ou de la nécessité de prendre des échantillons de terrain. S'il est impossible de s'entendre avec le propriétaire, la compagnie peut s'adresser à l'Office qui rendra une ordonnance. Mais la compagnie doit prouver qu'elle a avisé le propriétaire de la date à laquelle elle veut pénétrer sur son terrain, et du motif qui justifie la demande.

Le sénateur Riley: Le propriétaire aurait-il droit...

M. Macdonald: A un versement d'avance.

Le sénateur Riley: Il aurait le droit d'être présent sur le terrain, en même temps que les représentants de la compagnie, et il aurait droit à un expert qui serait là en même temps que le personnel de la compagnie.

M. Macdonald: Certainement.

Le président: Je vous conseillerais de regarder la lettre de l'Association canadienne du pétrole.

M. Johnson: Oui.

Le président: Si vous le voulez bien, honorables sénateurs, nous allons lever la séance jusqu'à 2 heures, et nous passerons en revue les six articles qui sont réservés. Nous verrons le ministre ici à 2 heures. Merci. La séance est levée.

Le Comité ajourne jusqu'à 14 heures.

La séance est ouverte à 14 heures.

Le président: Honorables sénateurs, nous accueillons cet après-midi l'honorable H. A. Olson, ministre chargé de l'Administration du pipe-line du Nord. Monsieur le ministre, on nous a demandé d'étudier le bill C-60, loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'Énergie. Nous avons tenu trois réunions et accueilli neuf témoins. Nous avons commencé une étude, article par article, du projet de loi. Nous avons parcouru le projet de loi ce matin et relevé environ six articles que nous voulons discuter avec vous, si vous le voulez bien.

[Text]

The first is on page 2, subsection 29.1(3), concerning "A person who anticipates that his lands may be adversely affected by the proposed detailed route of a pipeline, other than an owner . . ." et cetera. It is the feeling of the committee that the words "his lands" will confine this to a landowner, and we wondered if you did not mean any lands in which a person has an interest. Is that right, Senator Balfour?

Senator Balfour: That is correct.

The Chairman: It would mean that if I were living 10 miles from the pipeline, I would have to be a landowner, according to the way it reads. It might be my hunting rights or other interests that are affected.

Senator Balfour: In other words, the expression "his lands" implies that he must be an owner of land as distinct from a person who may have an interest in lands. The concern was that this choice of language might exclude such other person, and that that was not the intention.

Hon. H. A. (Bud) Olson, P.C., Minister responsible for the Northern Pipeline Agency: Subject to legal interpretation, which obviously I am not prepared to give, my view is that it says "A person who anticipates that his lands may be adversely affected." It goes on to say "... other than an owner of lands referred to in subsection (2)." Therefore it could be anyone who could make a case that his lands would be affected by the pipeline. It says "... other than an owner of lands referred to in subsection (2)" and deals more specifically with that owner of lands who perhaps is affected. It says in (2) "Where an owner of lands who has been served with a notice." So it may be someone other than one who has been served with a notice.

Senator Balfour: I think that is clear. We went through a number of clauses this morning. I believe Mr. du Plessis had an alternative wording to suggest.

Mr. du Plessis: I had suggested that perhaps the government representatives might want to consider saying "A person who anticipates that any lands in which he has an interest may be adversely affected by the proposed detailed route of a pipeline . . ." In other words, to get away from the possessive pronoun "his", which indicates ownership. That would be consistent with the opening words "A person . . ."

Mr. Johnson: I have one point to make. Land is defined in the National Energy Board Act, and has the meaning that is in the act. It includes any interest in land. The case that was raised this morning was hunting rights, which I do not think were envisaged when we talk about "his lands." It is really a question of policy, as to whether or not those words would be open to include someone who has something other than what is now defined in the act as a land interest—although he is not precluded, anyway, because there is a catch-all provision in the act that anyone can come in who feels that his interest has been neglected.

Senator Balfour: I guess the point was that if it were the intent of the legislation that other people, who are not necessarily landowners but who may nevertheless have an interest in lands, and who are not directly affected by the route of the

[Traduction]

Il s'agit d'abord du paragraphe 29.1(3), d'une «personne qui estime que le tracé détaillé projeté pour un pipe-line peut être nuisible à ses terrains et qui n'est pas un propriétaire . . .», etc. Le comité estime que, par «ses terrains», on entend un propriétaire et nous nous demandions si vous ne vouliez pas dire tous les terrains sur lesquels une personne peut avoir un intérêt. Est-ce exact, sénateur Balfour?

Le sénateur Balfour: C'est exact.

Le président: Donc, si je résidais à 10 milles du pipe-line, il faudrait que je sois propriétaire, selon le libellé. Ce serait peut-être mes droits de chasse ou mes autres intérêts qui seraient touchés.

Le sénateur Balfour: Autrement dit, l'expression «ses terrains» implique qu'il doit s'agir du propriétaire des terrains, non pas d'une personne qui a des intérêts sur ces terrains. On craint que ce choix de mots exclut une autre personne, ce qui n'était pas prévu.

L'honorable H. A. (Bud) Olson, c.p. ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord: Sous réserve d'une interprétation juridique que je ne prétends pas donner, voici mon opinion: Le libellé: «une personne qui estime que le tracé . . . peut être nuisible à ses terrains . . .» se poursuit ainsi: «... qui n'est pas un propriétaire de terrains mentionné au paragraphe (2)». Donc, n'importe qui pourrait prétendre qu'un pipe-line pourrait être nuisible à ses terrains. Le paragraphe (3) précise «... qui n'est pas un propriétaire de terrains mentionné au paragraphe (2) . . .» et porte plus précisément sur le propriétaire de terrains qui sont visés. Le paragraphe (2) précise: «Lorsqu'un propriétaire de terrains à qui un avis a été signifié. . .». Il se peut donc que ce soit une autre personne que celle à qui un avis a été signifié.

Le sénateur Balfour: Je crois que c'est clair. Nous avons étudié un certain nombre d'articles ce matin. Je crois que monsieur du Plessis veut proposer un autre libellé.

M. du Plessis: J'ai pensé que les représentants du gouvernement pourraient dire: une personne qui estime que le tracé détaillé projeté pour un pipe-line peut être nuisible à n'importe quel terrain dans lequel il a un intérêt . . .». Autrement dit, on supprimerait le pronom possessif «ses» qui donne la notion de propriété. Ce qui correspondrait aux premiers mots du libellé: «une personne . . .»

M. Johnson: Je tiens à vous signaler que le mot «terrains» est défini dans la Loi sur l'Office national de l'énergie. Il faut l'interpréter en conséquence. La définition comprend tout intérêt dans ses biens. Ce matin, on a posé la question des droits de chasse, dont on n'a pas tenu compte dans les discussions sur «ses terrains». C'est une question de politique, à savoir si ces mots doivent être considérés comme désignant quelqu'un qui a d'autres droits que ceux prévus dans la loi, même si ses intérêts ne sont pas niés, car selon la disposition générale de la loi, il s'agit de toute personne qui estime qu'on a passé outre ses intérêts.

Le sénateur Balfour: La question que l'on voulait faire valoir, je crois, est la suivante: si la loi visait d'autres personnes qui ne sont pas nécessairement propriétaires mais qui peuvent néanmoins avoir un intérêt dans, ou sur ses biens, et qui ne

[Text]

pipeline but are indirectly adversely affected—or at least they so contend—they should not be precluded from a remedy by the use of the expression “his lands,” which implied ownership, not another type of interest. That may sound like a quibble, but I can foresee an argument being made.

Hon. Mr. Olson: I do not think it is quibbling, Mr. Chairman, but I suggest that subsection (3) of 29.1 meets precisely the purpose which you have described—that it does separate and provide for a person who will be adversely affected by the proposed route, and that person may be someone who is not described in subsection (2). The subsection says that. Subsection (2) very precisely refers to “... an owner of lands who has been served with a notice...” Obviously there may be other people—that is why subsection (3) is in there—who may find that their land is adversely affected by the proposed route, but they may not have been served with a notice, because it may be that there is no intent on the part of the pipeline company to receive an easement or any other agreement with the pipeline company. Therefore subsection (3) is there, in my view, to provide an opportunity for someone other than those who have been served with a notice.

Senator Balfour: Is it the intention that the remedy provided by subsection (3) will be available only to persons who are owners of land?

Hon. Mr. Olson: It seems to me that his lands may be adversely affected. If you were to put in the other suggestion, that anyone who may be adversely affected would have the right, whether they have any lands or not, near the pipeline—

Senator Balfour: Ownership of land.

Hon. Mr. Olson: Yes, ownership of land. That might be far enough back from the right of way that he would not be served with the notice. In my opinion, it certainly is provided for in subsection (3) to go into the next stage where there is only adverse effect that may come whether they own land or not. It seems to me this is going beyond what the policy anticipated, although it has been pointed out that there is another section where they can oppose or make their interest known. What subsection (3) does is provide, for a person who has not been served with a notice to file, an opportunity to file their opposition, and it spells out that they may oppose the proposed route and send in a written statement. We can broaden it out to the extent that, as has been suggested, someone who does not own land at all, or someone who lives a long way from it but who has some environmental concern, aesthetic concern or any other concern would be given a right to make an opposition known to the company. This is far broader than that because of the question that has been raised whether someone having land farther back would receive a notice, and in most cases that notice would go to the people where an agreement for an easement was being sought. It does not broaden it out substantially, perhaps, for a lot of unnecessary opposition.

Will you identify the other clause?

[Traduction]

sont pas directement visées par le tracé du pipe-line, mais qui en sont touchées indirectement, du moins elles le prétendent, cette même loi ne doit pas utiliser l'expression «*ses terrains*», car elle comporte la notion de propriété sans faire allusion à un autre genre d'intérêt. Du tatillonnage, peut-être, mais l'argument pourrait être avancé.

L'honorable M. Olson: A mon avis, ça ne l'est pas, monsieur le président, mais le paragraphe 29.1 (3) répond exactement à la définition que vous en avez donnée, en ce qu'il vise une personne aux terrains de laquelle le tracé projeté pour un pipe-line pourrait nuire et il peut s'agir d'une personne qui n'est pas mentionnée au paragraphe (2). La disposition le prévoit. Le paragraphe (2) précise: «*un propriétaire de terrains à qui un avis a été signifié...*». Bien entendu, il peut s'agir d'autres personnes, dont les terrains peuvent être touchés à cause du tracé projeté du pipe-line—voilà le but du paragraphe (3)—mais on peut ne pas leur avoir signifié un avis, parce que la compagnie ne cherche pas à obtenir une servitude ou conclure un autre accord. Par conséquent, le paragraphe (3) précise qu'il peut s'agir d'une personne autre que celle à qui un avis a été signifié.

Le sénateur Balfour: Les mesures de redressement prévues au paragraphe (3) ne viseraient-elles que les propriétaires de terrains?

L'honorable M. Olson: Il me semble que le tracé du pipe-line peut être nuisible à leurs terrains. Si vous voulez ajouter l'autre concept, qu'une personne dont les intérêts pourraient être en cause en raison du tracé du pipe-line avait le droit, qu'elle possède ou non des terrains près du pipe-line...

Le sénateur Balfour: Qu'elle soit propriétaire d'un terrain.

L'honorable M. Olson: Oui, propriétaire. Il se peut que ce soit éloigné de l'entreprise et qu'on ne lui signifie pas un avis. Selon moi, la situation est prévue au paragraphe (3), selon lequel le pipe-line peut être nuisible aux terrains, que la personne les possède ou non. Il me semble que c'est outrepasser la politique, bien qu'il existe, comme on l'a signalé, une autre disposition selon laquelle une personne peut s'opposer à la politique ou faire valoir ses intérêts. Le paragraphe (3) prévoit qu'une personne à qui un avis n'a pas été signifié peut avoir l'occasion de signaler son opposition au tracé projeté pour le pipe-line, en faisant une déclaration écrite. Nous pouvons élargir cette disposition pour tenir compte de propositions, de sorte qu'une personne qui n'est pas propriétaire ou une personne qui vit dans un endroit assez éloigné du pipe-line mais qui veut faire valoir son intérêt écologique, esthétique ou autre pourrait faire connaître les motifs de son opposition à la compagnie. C'est étendre la portée de la disposition car il faut savoir si une personne ayant des terrains dans un endroit plus éloigné recevrait un avis; dans la plupart des cas cet avis serait adressé aux personnes avec lesquelles on cherche à conclure un accord ou desquelles on veut obtenir une servitude. On ne pourrait pas l'étendre considérablement car certaines personnes s'y opposeraient peut-être inutilement.

De quel article voulez-vous discuter?

[Text]

Mr. Johnson: The provision with regard to opportunity to be heard is in subsection 29.2(3), and it allows any other interested person to make such representations before it as the board deems proper. It would allow the board to hear anybody out.

Hon. Mr. Olson: I presume that would be in the board's discretion. That should be as provided in the details of the legislation.

Senator Guay: What concerns me is that the board, in its discretionary powers under subsection (5) of section 29(2), is given three conditions under which they can overlook entirely any statement or any request to be heard in opposition to a proposal that a company may be putting forward. In other words, subsection (5) of section 29.2 in paragraph (b) says if:

it appears to the board that the statement is frivolous or vexatious or is not made in good faith.

the board can qualify or classify the statement in any of those three categories. There is nobody to judge them or to say whether they are right or wrong.

Hon. Mr. Olson: I think we wanted to provide for prevention of frivolous or vexatious objections that are not substantive. You are right in that discretion is given to the board, and I believe that is the discretion that the board ought to have.

Senator Guay: Let us deal with the item which says: "if it appears to the board that this is not made in good faith." That seems to say that if the board comes to the conclusion that the request is not made in good faith, that is the end of it. No hearing is required. It is the sole judge of the matter. Perhaps you can clarify this for me.

Hon. Mr. Olson: It seems to me that the burden of determining that it is frivolous, vexatious or not made in good faith rests on the board and, obviously, it has to have reasons for coming to that conclusion.

Senator Guay: Suppose I was against the proposal and the board made the decision that my statement was not made in good faith, it would then classify my statement under that item. I would say that it was made in good faith, but the board can say, "We have already made a decision on that." Would I be able to appeal that decision or what could I do?

Hon. Mr. Olson: I expect you could make an initial appeal to the board to reconsider its decision. You certainly would have the right to appeal to a court in any event against the board's ruling.

Senator Guay: It would be quite an expense though, would it not?

Hon. Mr. Olson: It would not be if the court made a ruling that the board made a wrong decision.

Senator Guay: I am concerned about the individual who may not be in a position to afford to go further on this, even though he may be making his statement in good faith.

[Traduction]

M. Johnson: La disposition prévoyant la possibilité de se faire entendre se trouve au paragraphe 29.2(3) qui permet à toute autre personne intéressée de témoigner devant l'Office, si l'Office estime qu'il y a lieu d'entendre le témoin. Par cette disposition, l'Office donnerait à n'importe qui la possibilité de se faire entendre.

L'honorable M. Olson: Ce serait, je suppose, laissé à la discrétion de l'Office. Ce serait selon les modalités de la loi.

Le sénateur Guay: Je m'inquiète du fait que les pouvoirs discrétionnaires de l'Office, aux termes du paragraphe 29(2)(5) prévoit trois cas où l'Office peut ne pas tenir compte du tout d'une déclaration ou d'une demande de comparution pour faire valoir son opposition à une proposition que la compagnie peut faire. Autrement dit, voici le libellé du paragraphe 29.2(5)b);

s'il paraît à l'Office que la déclaration est futile, tracassière ou dénuée de bonne foi

l'Office peut donc classer la déclaration dans n'importe quelle de ces catégories. Personne ne portera de jugement ou ne lui dira s'il a tort ou s'il a raison.

L'honorable M. Olson: A mon avis, nous voulions empêcher des déclarations futures ou tracassières qu'on ne peut pas étayer. Vous avez raison de dire que l'Office a des pouvoirs discrétionnaires et j'estime qu'il est bon qu'il les ait.

Le sénateur Guay: Si nous parlions maintenant de cette partie du texte: «s'il paraît à l'Office que la déclaration est dénuée de bonne foi». Il me semble que si l'Office en arrive à la décision que la déclaration est dénuée de bonne foi, on n'entendra plus parler de cette déclaration. Aucune audience n'est nécessaire. L'Office est le seul à décider. Pouvez-vous m'éclairer?

L'honorable M. Olson: Il me semble que la tâche de décider s'il s'agit d'une déclaration futile, tracassière ou dénuée de bonne foi, relève de l'Office et, bien entendu, il doit avoir de bonnes raisons pour en arriver à cette conclusion.

Le sénateur Guay: Supposons que je m'oppose à la proposition et que l'Office décide que ma déclaration est dénuée de bonne foi. Ma déclaration tomberait sous le coup de cette disposition. Je dirais qu'elle n'est pas dénuée de bonne foi, mais l'Office répondrait qu'il a déjà pris une décision à cet égard. Pourrais-je en appeler de cette décision pour faire quelque chose?

L'honorable M. Olson: Vous pourriez d'abord demander à l'Office de reconsidérer sa décision. Vous avez certainement le droit d'en appeler à un tribunal de la décision de l'Office.

Le sénateur Guay: Cette mesure coûterait très cher, n'est-ce pas?

L'honorable M. Olson: Pas si le tribunal décide que l'Office n'a pas pris la bonne décision.

Le sénateur Guay: Je me place du point de vue d'une personne qui n'aurait pas les moyens financiers de poursuivre cette affaire, même si elle fait sa déclaration de bonne foi.

[Text]

Hon. Mr. Olson: Mr. Chairman, I expect that if there was any indication of a sound or substantive objection, the board would not rule it out on that. I would think they would be extremely careful to hear everyone who had a substantive objection to a line or substantial basis on which to make the objection.

Senator Guay: I have one last comment. Would they not have enough power already without having that third item in there— "not made in good faith"?

Hon. Mr. Olson: I prefer that you hear from legal people on that because I am not competent to give you an interpretation of the difference between "frivolous", "vexatious" or "not made in good faith".

The Chairman: Honourable senators, could we revert to 29.1(3)? We still have not settled that one.

Senator Balfour: I am satisfied with it.

Mr. du Plessis: I am satisfied that it is already contained in the section because of the definition of "lands". It includes an interest in land.

The Chairman: Therefore, subsection (3) is carried? All subsections in 29.1 are carried.

Senator Guay, we can now go on to subsection 29.2(5) that you just mentioned. We have a suggestion from two of the witnesses that an additional clause be put in, "for such other reasons as the board may deem appropriate." Perhaps we should go back and ask for your legal interpretation of the way it is.

Mr. Johnson: Do you mean strictly the words, "frivolous", "vexatious", or "not made in good faith"?

Hon. Mr. Olson: I believe Senator Guay's question is: Why do we have to have "in good faith" in there in addition to "frivolous" or "vexatious"? In other words, why, in legal terminology, do you think that is required?

Mr. Johnson: I can think of an example of bad faith where a company that has its own pipeline in that area, or some people that have land in that area, are opposed to the pipeline, and that would be on economic grounds. That is the only example of bad faith I can think of. They would not be opposed to the route, but opposed to that company.

Senator Riley: Opposed to pipelines generally, any pipeline other than their own.

Mr. Johnson: That would not be called "frivolous" or "vexatious", which, I think, would be miniscule, minor, little or no interest in the thing.

Senator Balfour: I do not think an objection on the part of a company which was legitimately opposed on economic grounds would necessarily be made in bad faith.

Mr. Johnson: I say that it could be construed that way if it appeared from the objection that it was the only ground they had and that it really was not opposing the route.

[Traduction]

L'honorable M. Olson: Monsieur le président, s'il y a lieu de croire que la déclaration est valable et que la personne peut étayer son opposition, l'Office ne la rejetterait pas, en se basant sur cette disposition. A mon avis, les représentants prendraient toutes les dispositions nécessaires pour entendre toutes les personnes qui s'opposeraient vivement à un tracé ou qui auraient de bonnes raisons de s'y opposer.

Le sénateur Guay: Une dernière question. L'Office n'aurait pas déjà suffisamment de pouvoirs, si on éliminait cette partie du texte «dénuee de bonne foi»?

L'honorable M. Olson: J'aimerais mieux que vous vous adressiez à des juristes à ce sujet, car je ne suis pas en mesure de vous expliquer la différence entre «futile», «tracassière» ou «dénuee de bonne foi».

Le président: Honorables sénateurs, pourrions-nous revenir au paragraphe 21.1(3)? Nous n'avons pas encore réglé cette question.

Le sénateur Balfour: Je suis satisfait du libellé actuel.

M. du Plessis: Quant à moi, la notion est déjà contenue dans l'article, en raison de la définition de «terrains». Elle comprend un intérêt sur ces terrains.

Le président: Donc, le paragraphe (3) est adopté? Toutes les dispositions du paragraphe 29.1 sont adoptées.

Sénateur Guay, nous pouvons passer maintenant au paragraphe 29.2(5) que vous venez de souligner. Deux des témoins nous ont proposé d'ajouter «pour toute autre raison que l'Office peut juger bonne.» Nous pourrions peut-être revenir en arrière et vous demander votre interprétation juridique.

M. Johnson: Voulez-vous dire strictement les mots «futile» «tracassière» ou «dénuee de bonne foi»?

L'honorable M. Olson: A mon avis, le sénateur Guay veut savoir pourquoi nous avons ajouté «dénuee de bonne foi», à la suite de «futile» ou «tracassière». Autrement dit, pourquoi est-ce nécessaire, sur le plan juridique?

M. Johnson: Je pense à un exemple d'une déclaration dénuée de bonne foi, lorsqu'une compagnie exploite son propre pipe-line dans cette région, ou lorsque des gens qui ont des terres dans cette région, s'opposent au tracé du pipe-line pour des raisons économiques. C'est le seul exemple d'une déclaration dénuée de bonne foi à laquelle je puisse penser. On ne s'opposerait pas au tracé, mais on s'opposerait à l'autre compagnie.

Le sénateur Riley: On s'opposerait à des pipe-lines de façon générale, à un pipe-line autre que le leur.

M. Johnson: Ce serait des déclarations qui pourraient être qualifiées de «fuites» ou «tracassières», qui seraient peu importantes et ne mériteraient pas qu'on s'y arrête.

Le sénateur Balfour: Je ne crois pas que l'objection d'une compagnie qui s'opposerait juridiquement, pour des raisons économiques, serait nécessairement dénuée de bonne foi.

M. Johnson: Mais on pourrait l'interpréter de cette façon si, d'après la déclaration, il semblerait que ce soit le seul prétexte et qu'on ne s'opposait pas vraiment au tracé du pipe-line.

[Text]

Senator Balfour: On another point which the minister raised, I am rusty on my administrative law but my recollection is that, where a tribunal of this kind exercises a discretion either for or against the person, it is very difficult to persuade a court to interfere with the exercise of that discretion. Would I be correct? Therefore, a right to appeal to a court is really rather hollow and useless.

Mr. Johnson: There is an appeal provision in here, which is under section 18, but it only allows an appeal from a decision order of the board to the Federal Court of Appeal on a question of law or jurisdiction, and it is difficult to bring those things to appeal.

Senator Balfour: The exercise of a discretionary power is probably not appealable?

Mr. Macdonald: It is appealable but only within a narrow range. It must be shown that the discretion was exercised completely irresponsibly, in bad faith.

Senator Guay: Perhaps I am burdening you with this point and I am sorry that I was not here this morning. Under that section the board is granted some fantastic powers. It is not required, under section 29.2 subsection (5) to give notice of any hearing or to take any other action pursuant to that section with respect to any written statement filed with the board. This means that the board can disregard the statement entirely, before even considering paragraph (b) which provides that the board can disregard any statement which it finds is frivolous or vexatious or not made in good faith. In other words, there are three items in paragraph (b) that can be used to say, "Well, this guy is skylarking; he is not serious." Then under section 29.2 subsection (5) the board can disregard any written statement made pursuant to subsection (2) or (3).

The Chairman: "If"—that "if" qualifies it.

Hon. Mr. Olson: The board cannot disregard any written statement unless it is willing to rule that it has disqualified the statement because of either of those two paragraphs, (a) or (b).

Senator Guay: Oh, I see, yes. You said, Mr. Chairman, that you have added to that?

The Chairman: No, I have not added it. One of the witnesses suggested that we add a paragraph (c), a further paragraph that will give the board the power to disregard a statement "for such other reasons as it deems fit," but I do not think that we are ready to grant that wide a discretion to the board.

Hon. Mr. Olson: That would expand the grounds under which the board could disregard a written statement.

Senator Guay: Yes. The only thing that bothers me is that the board has a right to judge whether someone who is appearing before it is not doing so in good faith. That is quite a judgment to make. It is like saying that the board can decide, when I say that I am sincere about not going through a red light again, that I will do it again; it is prejudging. I think that people have certain rights which should be considered under any law in Canada. Under that section we are giving to a few the right to say whether someone is sincere or whether he is frivolous. My gosh, there are not too many people who would

[Traduction]

Le sénateur Balfour: Il s'agit d'une autre question soulevée par le ministre: mon droit administratif est quelque peu rouillé, mais si je me souviens bien, lorsqu'une commission de ce genre exerce ses pouvoirs discrétionnaires, à l'avantage ou au désavantage d'une personne, il est très difficile de convaincre un tribunal d'intervenir. Ai-je raison? Par conséquent, ce droit d'en appeler à un tribunal est plutôt inutile et trompeur.

M. Johnson: Une disposition prévoit les appels, à l'article 18, mais elle ne permet que d'en appeler d'une décision de l'Office auprès d'un tribunal fédéral d'appel, sur une question de droit ou de compétence, et il est difficile de le faire.

Le sénateur Balfour: Il est probablement impossible d'en appeler d'une décision relevant d'un pouvoir discrétionnaire?

M. Macdonald: On peut le faire, mais le champ d'action est limité. Il faut prouver que le pouvoir discrétionnaire a été exercé d'une façon tout à fait irresponsable et de mauvaise foi.

Le sénateur Guay: Ma question vous ennuie peut-être et je regrette de n'avoir pas été ici ce matin, mais cet article confère des droits exceptionnels à l'Office. Selon le paragraphe 29.2(5), l'Office n'est pas tenu de donner avis, de tenir audience, ni de prendre d'autres mesures conformément à cet article, au sujet d'une déclaration écrite qui lui est parvenue. Autrement dit, l'Office peut ignorer cette déclaration, même sans le paragraphe (b) et de décider si la déclaration est futile, tracassière ou dénuée de bonne foi. Autrement dit, dans trois cas, selon le paragraphe (b), l'Office peut prétendre que l'auteur de la déclaration n'est qu'un importun, qu'il n'est pas sérieux. Par ailleurs, aux termes du paragraphe 29.2(5), l'Office peut négliger toute déclaration écrite adressée aux termes du paragraphe (2) ou (3).

Le président: «Si», ce «si» apporte une précision.

L'honorable M. Olson: L'Office ne peut pas ignorer toute déclaration écrite, à moins que ce soit pour les raisons données au paragraphe (a) ou (b).

Le sénateur Guay: Ah oui, je vois. Monsieur le président, vous avez dit que vous y aviez ajouté quelque chose?

Le président: Non, je n'ai rien ajouté. Un des témoins a proposé d'ajouter un paragraphe (c), qui permettrait à l'Office d'ignorer une déclaration pour d'autres raisons qui lui semblent appropriées, mais je ne crois pas que nous soyons disposés à donner de si vastes pouvoirs discrétionnaires à l'Office.

L'honorable M. Olson: Cela élargirait les motifs pour lesquels l'Office pourrait ignorer une déclaration écrite.

Le sénateur Guay: Oui. Ce qui me tracasse, c'est que l'Office a le droit de décider de la bonne foi d'une personne. C'est une grave décision à prendre. C'est dire que, si je prétends être sincère en disant que je ne brûlerai plus les feux rouges, l'Office peut décider que je le ferai encore; c'est préjuger de l'affaire. A mon avis, les citoyens ont certains droits dont toutes les lois au Canada doivent tenir compte. Aux termes de cet article, nous donnons à quelques-uns le droit de décider si quelqu'un est sincère ou s'il est ennuyeux. Trop de gens qui voudraient adresser une déclaration écrite à l'Office

[Text]

make a written statement and would wish to appear before a board only to have it judged that he is just skylarking around, that he is being insincere. You suggested to me that possibly a company might do it for some reason.

Mr. Johnson: I used an example but I do not say that it was a good example.

Senator Guay: I do not think it was a good example, I am sorry.

Senator Riley: Am I not correct in assuming that, when a tribunal is deliberating on a matter like this, there is a tendency on the part of a large number of individuals to make written statements and that the board must have some discretionary power, otherwise it would be sitting for many more months than it should? I think that the tribunal should be allowed some discretionary powers.

Senator Guay: Mr. Chairman, I have to agree with the senator, except that it may not be the case that the board will receive many written statements or requests. If only one person appeared before it, the board could still claim that he is not making his statement in good faith. Therefore, I think that the senator's argument does not hold. I can say that very many people might make requests, but supposing, for example—and I can also use examples—that there is only one person who has written to the board and is opposing it. The board can, under the discretionary power granted through this law, say, "Well, we don't think this man as an individual is serious." The board has that power.

Senator Lucier: Mr. Chairman, I have some concern about that aspect, too, but somewhere along the line someone has to bite the bullet. That is why boards are appointed, to make that kind of judgment. I do not think a board would make too many bad judgments before there would be complaints and you would be considering appointing a new board. If you are looking for an absolute safeguard, there simply isn't one. I think that the interpretation of "frivolous" could really be stretched. For example, dealing with a large project, you could have many people making submissions, some of whom really do not have much at stake, but who make objections just as delaying tactics.

Senator Guay: The chairman could rule that I am being frivolous today, yet I am serious in what I am suggesting. I would also like to know about the possibility of appealing decisions, which you suggested or at least intimated a while ago. In order to do that, a person would have to go to the courts, is that not right? Is there a possibility that he could appeal the decision?

Hon. Mr. Olson: I simply said that in a general way. I do not know of any provision in here for an appeal from one of the board's decisions back to the same board. However, it seems to me that I cannot rule that out.

Senator Guay: Could a person make an appeal to the court?

[Traduction]

ou témoigner devant lui seraient qualifiés d'importuns ou taxés de manque de sincérité. Vous m'avez dit qu'une compagnie pourrait le faire pour une raison quelconque.

M. Johnson: J'ai donné un exemple, mais je ne prétends pas qu'il était bon.

Le sénateur Guay: Je regrette, mais je ne crois pas que ce soit un bon exemple.

Le sénateur Riley: Lorsqu'une commission discute d'une telle question, ai-je raison de supposer qu'un très grand nombre de personnes ont tendance à faire des déclarations écrites et que la commission doit avoir certains pouvoirs discrétionnaires, sinon, elle siègerait pendant beaucoup plus de mois qu'elle ne le devrait? Je crois qu'il faudrait donner à cette commission certains pouvoirs discrétionnaires.

Le sénateur Guay: Monsieur le président, je suis d'accord avec le sénateur, sauf que l'Office ne recevra peut-être pas beaucoup de déclarations écrites et de demandes. Même s'il ne recevait qu'une demande de comparution, il pourrait prétendre que le requérant ne fait pas sa déclaration de bonne foi. Par conséquent, l'argument du sénateur n'est pas probant, à mon avis. Je peux dire qu'un très grand nombre de personnes feront des demandes, mais supposons, par exemple—moi aussi je peux me servir d'exemples—qu'une seule personne adresse une déclaration écrite à l'Office, pour lui signifier son opposition. L'Office peut alors, en vertu des pouvoirs discrétionnaires que lui accorde cette loi, prétendre qu'il ne s'agit pas d'une personne sérieuse. Il a ce pouvoir.

Le sénateur Lucier: Monsieur le président, je m'inquiète également de cet aspect mais, à un moment donné, il faut bien trancher la question, d'une façon ou d'une autre. Voilà pourquoi nous créons des commissions, pour prendre des décisions de ce genre. Je ne crois pas qu'une commission puisse faire trop de mauvaises décisions avant que l'on soit saisi de griefs et qu'il y a lieu d'en nommer une nouvelle. Ne cherchez pas de garantie absolue, il n'en existe tout simplement pas. On pourrait quand même pousser l'interprétation d'une déclaration «futile». Par exemple, dans le cadre d'un grand projet, vous pourriez avoir un trop grand nombre de gens qui présenteraient des mémoires dont un grand nombre n'auraient pas beaucoup d'intérêts en cause mais qui s'y opposeraient, uniquement pour retarder le projet.

Le sénateur Guay: Le président pourrait décider que je ne suis pas sérieux mais je fais mes propositions de bonne foi. J'aimerais également discuter de la possibilité d'en appeler d'une décision à laquelle vous avez fait allusion il y a un moment. Pour faire cela, une personne doit s'adresser aux tribunaux, n'est-ce pas? Pourrait-elle en appeler de la décision?

L'honorable M. Olson: J'ai dit cela de façon générale. Je ne connais pas de dispositions, dans le projet de loi, qui prévoient qu'on pourrait en appeler d'une décision d'une commission, en s'adressant à cette même commission. Toutefois, je ne peux pas écarter cette possibilité.

Le sénateur Guay: Quelqu'un pourrait-il en appeler devant un tribunal?

[Text]

Hon. Mr. Olson: Yes, he could make an appeal to the court, there is no doubt about that in my mind, on a matter of jurisdiction and law.

Mr. du Plessis: I think that the words "it appears to the Board that", which appear in paragraph (b), effectively take it out of the jurisdiction of the court. However, if paragraph (b) simply said, "The statement is frivolous or vexatious or is not made in good faith", an appeal to the courts would be possible. The courts would then have to decide whether or not the statement was frivolous or vexatious. The way it is now, jurisdiction is entirely with the board, except for sections 18 and 28 of the Federal Court Act.

Senator Guay: Then I am more concerned than I was before, because there is no law in Canada which cannot be appealed. You can go to the country court, the municipal court, the magistrate's court, but there is always an appeal you can make.

Senator Balfour: I think the point that counsel is making is that the way the section is framed, there is no appeal on the merits; that is, on the correctness or otherwise of the board's exercise of its discretion. However, if I understood counsel correctly, he is suggesting that with a slight modification in language, there would be an appeal on the merits.

Senator Guay: Oh, well, good.

Senator Balfour: The minister might like to consider that as a possible solution to the problem.

Senator Guay: Thank you.

Hon. Mr. Olson: Would you repeat your suggestion that would change that paragraph?

Mr. du Plessis: To remove the jurisdiction from the board and put it into the courts, the words "It appears to the Board that" would have to be deleted and paragraph (b) would begin with the words "The statement is frivolous or vexatious..." This would then leave it open to the courts to decide whether or not the statement is frivolous or vexatious.

The Chairman: Does that mean that before the board would act, it would have to...

Senator Balfour: The board would make a determination and then that determination would be appealable.

Mr. du Plessis: That is right.

Hon. Mr. Olson: Could you simply delete the three words "to the board" so that the paragraph would read "It appears that the statement is frivolous or vexatious or is not made in good faith"?

Mr. du Plessis: Yes, I suppose you could simply eliminate the words "to the board." The idea would be, then, that it appears to anyone, including the court, that the statement is frivolous and so on.

Senator Lucier: Mr. Chairman, would you not, at that point, be starting to defeat the purpose of your bill, which is to appoint boards so that this type of decision can be facilitated?

Senator Riley: Mr. du Plessis, you are merely pointing this out; you are not making a suggestion?

[Traduction]

L'honorable M. Olson: Oui, sans aucune doute, sur une question de compétence et de droit.

M. du Plessis: A mon avis, les mots «s'il paraît à l'Office que...» du paragraphe (b) font en sorte que la question n'est plus de la compétence du tribunal. Toutefois, si le paragraphe (b) disait tout simplement «la déclaration est futile, tracassière ou dénuée de bonne foi», on pourrait en appeler devant les tribunaux. Ce serait alors aux tribunaux de décider si la déclaration est futile ou tracassière. Selon le libellé actuel, la décision ne relève que de l'Office, qui doit cependant se conformer aux articles 18 et 28 de la Loi sur la Cour fédérale.

Le sénateur Guay: Donc je suis encore plus inquiet que je ne l'étais auparavant car, au Canada, on peut en appeler de toutes les lois. Vous pouvez vous adresser à une cour de comté, une cour municipale, une cour des magistrats, mais vous pouvez toujours en appeler d'une loi.

Le sénateur Balfour: Je crois comprendre ce qu'explique le conseiller: d'après le libellé de l'article, il n'est pas possible d'en appeler sur le mérite de la décision, c'est-à-dire d'en appeler de la justesse de l'exercice de discrétion de l'Office. Cependant, si j'ai bien compris le conseiller, il dit que l'appel serait possible si l'article était légèrement modifié.

Le sénateur Guay: Ah bon, merci.

Le sénateur Balfour: Il conviendrait peut être au ministre de voir dans cette suggestion une solution possible au problème.

Le sénateur Guay: Merci.

L'honorable M. Olson: Pourriez-vous répéter votre suggestion à propos de cet alinéa?

M. du Plessis: Pour enlever la compétence à l'Office et la remettre aux tribunaux, il faudrait biffer les mots «s'il paraît à l'Office» et faire commencer l'alinéa (b) ainsi: «si la déclaration est futile...» Il reviendrait alors aux tribunaux de décider si la déclaration est futile, tracassière ou dénuée de bonne foi.

Le président: Est-ce que cela signifie qu'avant que l'Office puisse agir, il faudrait...

Le sénateur Balfour: L'Office détermine et ce jugement pourrait faire l'objet d'un appel.

M. du Plessis: En effet.

L'honorable M. Olson: Ne pourrait-on pas tout simplement cesser de faire référence à l'Office? L'alinéa deviendrait donc: «S'il paraît que la déclaration est futile, tracassière ou dénuée de bonne foi».

M. du Plessis: Oui, je crois qu'on pourrait tout simplement éliminer les mots «à l'Office». Le principe serait, par conséquent, lorsqu'il paraît à qui que ce soit, y compris les tribunaux, que la déclaration est futile et ainsi de suite.

Le sénateur Lucier: Monsieur le président, n'allons-nous pas à l'encontre du principe du projet de loi, qui cherche à nommer des offices afin de faciliter la prise de ces décisions?

Le sénateur Riley: Monsieur du Plessis, vous nous donnez un renseignement, vous ne faites pas une suggestion?

[Text]

Mr. du Plessis: No, I am simply saying what the law is. I would invite comment from the draftsman. Perhaps he would agree with the technique.

Mr. Johnson: I agree that that would accomplish what you want to do.

The Chairman: Does that not defeat the purpose of the Board? The board cannot make a determination—

Mr. du Plessis: The board would still be able to make that determination, but it would be appealable to the courts.

Senator Lucier: You are back to what is, in the opinion of the board, frivolous or vexatious presentations, and you could be playing around with the courts for a long period of time.

Mr. du Plessis: Only if someone really felt that the board had made a wrong decision in determining that the statement was frivolous or in bad faith. Only in that situation would you have problems.

Senator Lucier: My point is that if the intention is to put a pipeline in where there is controversy, and if there were 10 objections every time, that the board ruled were frivolous, and those decisions were appealed 10 different times, in effect you would make them miss a season, if not more.

The Chairman: You could tie them up in the courts for two or three years.

Senator Riley: Mr. Chairman, I think we are losing sight of the fact that these tribunals are quasi-judicial bodies and that we must place some reliance on the integrity of the appointees to exercise good judgment in rejecting some of these statements that might be considered frivolous, vexatious or not in good faith.

From my practical experience, there may be a tremendous number of these things, and they have to be sorted out. Again, we must rely on the integrity of the tribunal itself, that it is not going to throw things out, that it will listen to arguments. I think this should remain as is.

The Chairman: Are you satisfied, Senator Guay?

Senator Guay: Mr. Chairman, I am thinking of the little fellow who does not have the funds to do this. Because he is the only one who appears before the board, the board might feel that he is being frivolous and not sincere. My question was and still remains: Whom does he turn to? Surely, as a Canadian citizen, he has the right to appeal the decision to a court. In this instance, the board can say that he is not sincere and it finishes there. Those are vast powers. The Minister of Immigration does not even have those powers. This is very broad.

I am only one against all of you, so you can outvote me, but I raise this because I am concerned with this. With Expropriation Act, one is already up against municipal boards, or whoever wants to expropriate. The person who says that he is not in favour of it surely has the right to say that. There are

[Traduction]

M. du Plessis: Non, je ne fais qu'expliquer le projet de loi. J'aimerais connaître l'opinion du rédacteur. Il est peut-être d'accord avec cette façon de procéder.

M. Johnson: Je conviens que cette modification est conforme à ce que vous voulez faire.

Le président: Est-ce que cela ne vas pas à l'encontre de l'objectif de l'Office? L'Office ne peut pas faire de détermination—

M. du Plessis: L'Office pourrait encore faire sa détermination mais cette détermination pourrait faire l'objet d'un appel au tribunal.

Le sénateur Lucier: On revient à ce que l'Office considère être des présentations futiles ou tracassières; les formalités juridiques pourraient durer longtemps.

M. du Plessis: Seulement si quelqu'un est convaincu que l'Office s'est trompé en déterminant que la déclaration est futile ou dénuée de bonne foi; ce n'est que dans ce cas qu'on aurait des problèmes.

Le sénateur Lucier: Supposons que vous vouliez construire un pipe-line à un endroit controversé, et qu'il y ait 10 objections chaque fois; supposons encore que l'Office considère ces objections comme étant futiles, si cette décision était appelée 10 fois, en réalité, le constructeur perdrait au moins une saison.

Le président: Les formalités judiciaires pourraient durer deux ou trois ans.

Le sénateur Riley: Monsieur le président, je crois que nous perdons de vue le fait que ces tribunaux sont des organismes quasi judiciaires et que nous devons nous fier à l'intégrité des personnes nommées qui feront preuve de jugement lorsqu'elles rejeteront certaines déclarations qui paraîtront futiles, tracassières ou dénuées de bonne foi.

D'après mon expérience, je sais qu'il peut y avoir beaucoup de ces déclarations et il faut les trier. Encore une fois, nous devons nous fier à l'intégrité du tribunal et ne pas oublier que le tribunal ne se contentera pas de rejeter des déclarations mais qu'il écouterait les plaidoyers. A mon avis, cela devrait rester intact.

Le président: Cela vous satisfait-il sénateur Guay?

Le sénateur Guay: Monsieur le président, je pense au citoyen ordinaire qui n'a pas beaucoup d'argent. Comme il est le seul à se présenter devant l'Office, l'Office peut penser qu'il est frivole et non sincère. La question demeure: à qui doit-il s'adresser? De toute évidence, en tant que citoyen canadien, il a le droit d'interjeter appel de la décision à un tribunal. A l'heure actuelle, l'Office peut décider que ce citoyen n'est pas sincère et tout est dit. L'Office a beaucoup de pouvoirs. Même le ministre de l'Immigration n'a pas ces pouvoirs. Ce sont des pouvoirs très larges.

Je suis seul contre vous tous, vous pouvez renverser ma demande par un vote, mais je soulève ce point car cela m'inquiète. La Loi sur l'expropriation permet de s'élever contre les administrations municipales ou toute instance d'expropriation. La personne qui s'oppose à une expropriation a

[Text]

not too many of them who would be frivolous or acting in bad faith.

You gave me one example of a large company doing this, but I am not thinking of those larger companies, nor am I thinking of anyone with a lot of money. I am thinking of the average person. I simply ask you where the little fellow goes from there?

Mr. Johnson: He has no recourse in law. I suppose he could ask the minister to have the board reconsider its decision. There are provisions in the act for that.

Senator Balfour: Does that imply the right to appeal to the minister?

Mr. Johnson: I think everybody has the right to appeal to the minister.

Senator Guay: You said that you think everybody has the right to appeal to the minister. Are you sure of that?

Mr. Johnson: In actual fact, the person can phone the minister and tell him that he feels he was treated badly by the board. The Board has the right to change, alter or vary any decision made by it.

As Mr. Macdonald just pointed out, there is another provision which provides that the board's decision as to whether a person is or is not an interested person is conclusive. That is in the act now, so we are not breaking any new ground with this.

Senator Guay: I beg your pardon?

Mr. Johnson: There is provision now on the question of issuance of certificates. Section 45 states:

Upon an application for a certificate the Board shall consider the objections of any interested person, and the decision of the Board as to whether a person is or is not an interested person for the purpose of this section is conclusive.

So Parliament has already given the board power to decide questions of fact.

Senator Guay: Yes, to decide whether they are interested persons or not. That is easy to qualify, but you cannot say today that I am not making my statements in good faith. Who are you to decide whether I am making statements in good faith. Who are you to decide whether I am making statements in good faith? You might say that I am only skylarking. That is different from the example you have given me.

Mr. Johnson: It probably goes in a different way. Another example of vexatious would be this. Suppose a farmer whose land is not affected puts in a brief stating that he wanted the pipeline to criss-cross his property. In other words, he wants it taken off the proposed route and moved on to his property. To me, that would be vexatious. As has been pointed out, if they cannot make that decision, it is left to the courts to make that. It is a question of weighing the confidence that Parliament has in the board against the problems that can develop.

[Traduction]

sûrement le droit de le dire. A mon avis, peu agiraient futilement ou en faisant preuve de mauvaise foi.

Vous m'avez donné un exemple d'une grosse entreprise, mais je ne fais pas référence à ces grosses entreprises, je ne pense pas à quelqu'un qui a beaucoup d'argent. Je pense au citoyen moyen, que peut-il faire?

M. Johnson: La loi ne lui donne aucun recours. J'imagine qu'il pourrait demander au ministre de demander à l'Office de reconsidérer sa décision. La loi contient des dispositions à cet effet.

Le sénateur Balfour: Est-ce que cela comprend le droit d'en appeler au ministre?

M. Johnson: Je crois que tous les citoyens ont le droit d'en appeler au ministre.

Le sénateur Guay: Vous dites que tous les citoyens ont le droit d'en appeler au ministre. En êtes-vous sûr?

M. Johnson: Un citoyen peut téléphoner au ministre et lui faire part de ce qu'il considère comme un traitement injuste de la part de l'Office. L'Office a le droit de modifier toute décision qu'elle a prise.

Comme M. Macdonald le disait il y a quelques instants, il existe une autre disposition qui stipule que la décision de l'Office est péremptoire lorsque l'Office doit statuer sur la question de savoir si une personne est intéressée ou non. Cela est déjà dans la loi, nous n'apportons rien de neuf.

Le sénateur Guay: Je vous demande pardon?

M. Johnson: Il existe une disposition sur la délivrance de certificats. L'article 45 stipule:

Lors d'une demande d'un certificat, l'Office doit étudier les objections de toute personne intéressée, et la décision de l'Office sur la question de savoir si une personne est intéressée ou non, pour les objets du présent article, est péremptoire.

Ainsi, le Parlement a déjà conféré à l'Office les pouvoirs de décider de cette question.

Le sénateur Guay: Oui, les pouvoirs de décider sur la question de savoir si une personne est intéressée ou non. C'est facile à déterminer, mais on ne peut dire aujourd'hui que je ne suis pas de bonne foi. Qui êtes-vous pour décider si je suis de bonne foi? Vous pourriez penser que c'est de la rigolade. C'est différent de l'exemple que vous m'avez donné.

M. Johnson: En effet, mais laissez-moi vous donner un autre exemple des problèmes. Supposons qu'un agriculteur dont les terres ne sont pas traversées par le pipe-line présente un mémoire déclarant qu'il veut que le pipe-line traverse sa propriété. Autrement dit, il veut faire modifier le tracé prévu pour que le pipe-line passe sur ses terres. A mon avis, cette façon de procéder occasionnerait des tracasseries. Comme il a déjà été dit, si l'Office ne peut pas rendre cette décision, les tribunaux devront le faire. Il s'agit de pondérer la confiance qu'a le Parlement dans l'Office avec les problèmes qui peuvent se présenter.

[Text]

Senator Guay: Am I wrong, Mr. Chairman, to say that in most cases whoever would file a statement would be affected? It would not be because they wanted them to redirect the pipeline.

Mr. Johnson: No, but he could. He is a landowner who is affected.

Senator Guay: I think that is farfetched. I wish you would find me a better example.

Mr. Macdonald: If I may, Senator Guay. I think the minister referred to the fact that the notice provision is tied to an interest in land. So, persons obviously not affected by the detailed route are not entitled as a right to appear before the board.

One example that comes to mind is the following. If a pipeline were to be located in Quebec and Greenpeace of Vancouver filed an objection saying that their land was being adversely affected, that would be frivolous and vexatious.

Senator Guay: Is it not always the case that whoever has the right to make these statements to the board would be affected by the decision of the board? Those are the people I am talking about. I am not talking about someone who is not included in that. I am talking about the fellow who qualifies under that section. If he is told that he is being frivolous, then out he goes. He cannot go anywhere else. He cannot appeal that decision. That is the person I am concerned about. I am not concerned about someone from Quebec or B.C. doing that; that I understand, and I think the general public will understand that, too.

The Chairman: Shall subsection 29.2(5) carry?

Hon. Senators: Carried.

The Chairman: Mr. Minister, we have a proposed amendment to subsection 29.3(1). The amendment is that the words "acquiring lands" be stricken. They feel that they should be free to start acquiring lands without awaiting a decision?

Hon. Mr. Olson: Without awaiting a decision of the hearing.

Senator Balfour: By way of explanation, if I may, Mr. Chairman, it was pointed out that the usual industry practice is to negotiate options to acquire easements in advance of the actual regulatory process. This gives the industry the advantage of being poised, if, as and when they receive approval, to exercise their options. At this point their land possessions are substantially in place.

Hon. Mr. Olson: I do not see any problem with that. If your interpretation is that it prohibits a pipeline from attempting to negotiate acquisition of easements, then I think that it should be dropped, because we should not make a law which prevents the pipeline company and a landowner from negotiating an agreement. We would certainly not want to impede free negotiations, provided the parties comply with the other sections which set out the terms and conditions.

[Traduction]

Le sénateur Guay: Monsieur le président, ai-je tort de dire que dans la majorité des cas, toute personne qui présentera une déclaration sera touchée? Ce n'est pas parce que ces personnes voudraient faire modifier le tracé du pipe-line.

M. Johnson: Non, mais cela pourrait être le cas. C'est un propriétaire qui est touché.

Le sénateur Guay: Je crois que votre exemple est un peu tiré par les cheveux. J'aimerais que vous me donniez un exemple plus pertinent.

M. Macdonald: Si vous me permettez, sénateur Guay. Je crois que le ministre a mentionné que la disposition portant sur l'avis d'audience fait référence aux personnes intéressées. Ainsi, les personnes qui, de toute évidence, ne sont pas touchées par le tracé, n'ont pas le droit de se faire entendre par l'Office.

Voici un exemple qui me vient à l'esprit. Supposons que nous voulions construire un pipe-line au Québec et la fondation Greenpeace de Vancouver s'y objecte prétextant que ses terres en souffriront, la déclaration de la fondation serait futile et tracassière.

Le sénateur Guay: N'est-il pas toujours vrai que quiconque a le droit de faire une déclaration à l'Office sera visé par la décision de l'Office? Je fais référence à ces gens-là. Je ne fais pas référence à quelqu'un qui n'est pas inclus. Je fais référence aux citoyens admissibles en vertu de cet article. L'Office pourrait dire que sa déclaration est futile et il ne peut se défendre. Il ne peut en appeler de cette décision. C'est à propos de ce citoyen que je me préoccupe. Je ne me préoccupe pas du résident du Québec ou de la Colombie-Britannique qui ferait ça. Je comprends bien ce cas. Je crois que le grand public le comprend aussi.

Le président: Le paragraphe 29.2(5) est-il adopté?

Des voix: Adopté.

Le président: Monsieur le ministre, nous avons un projet d'amendement au paragraphe 29.3(1). L'amendement porte sur la suppression des mots «l'acquisition des terrains». Ils voudraient être libres de commencer à se porter acquéreurs des terrains sans attendre des décisions?

L'honorable M. Olson: Sans attendre la décision qui sera prise à la suite de l'audience.

Le sénateur Balfour: Permettez-moi d'expliquer, Monsieur le président. On a déjà dit qu'en règle générale l'industrie négocie des options d'achat d'emprises avant qu'elle ne soit autorisée à le faire par les règlements. Ainsi, l'industrie est en mesure, au moment où elle reçoit l'approbation, d'exercer son option. A ce moment, ces possessions territoriales sont arrêtées.

L'honorable M. Olson: Je ne prévois pas aucun problème. Si d'après votre interprétation, cela empêche une compagnie de pipe-line d'essayer de négocier l'acquisition d'emprises, je crois qu'il faudrait laisser tomber cette question car nous ne devrions pas adopter une loi qui empêche la compagnie de pipe-line et le propriétaire foncier de négocier une entente. Nous ne voulons certainement pas nuire aux libres négociations.

[Text]

Senator Balfour: I believe that counsel agreed with that this morning.

Mr. Macdonald: Yes.

The Chairman: Do you have your amendment?

Mr. Johnson: I have one copy. It is merely a draft for use in this committee.

The Chairman: It refers to line 2 on page 4 and suggests that we delete the entire line. Why don't we merely take out the four words?

Mr. Johnson: It is just an amending technique, and that is the way it is done.

Senator Olson: Yes, and then we could put in the full line again as you would like it to be.

The Chairman: The amendment suggests that clause 2 of Bill C-60 be amended by striking out line 2 of page 4 and substituting the following:

... methods and timing ...

The appropriate part would then read:

... the most appropriate methods and timing of constructing the pipeline.

The Chairman: Would someone move the amendment?

Senator Balfour: I will.

The Chairman: Does the amendment carry?

Hon. Senators: Agreed.

The Chairman: Does the subsection, as amended, carry?

Hon. Senators: Agreed.

Senator Guay: To follow with what I asked before with regard to subsection 29.3(2), if only one person wrote to the board and the board felt that his submission was frivolous or insincere and thus rejected it, then the board could approve a plan and say that no written statements were made, by virtue of the fact they had rejected the individual's frivolous statement. Is that correct?

Mr. Johnson: That is correct.

The Chairman: Paragraph 73.1(1)(a)(iii) was stood this morning pending an explanation or an amendment to add the words at the end of the subparagraph:

... or other such operation of the company.

The subparagraph would then read:

(iii) the inspection, maintenance or repair of the pipeline or other such operation of the company.

The purpose of this section is to confine the application and interpretation of that subparagraph to the actual construction of the pipeline and the acquisition, inspection, maintenance, repair or such other operation of the company. Its purpose is to confine rather than broaden. The instance was pointed out of a truck of the pipeline hitting a local member of the town, and the matter being referred to the arbitration board. However,

[Traduction]

tions, à condition que les parties se conforment aux autres articles qui déterminent les conditions.

Le sénateur Balfour: Je crois que le conseiller était d'accord ce matin.

M. Macdonald: En effet.

Le président: Est-ce que je peux avoir votre amendement?

M. Johnson: J'en ai une copie. Ce n'est qu'un brouillon à l'intention du Comité.

Le président: Votre amendement fait référence aux lignes 4 et 5 de la page 4 et propose de biffer les deux lignes. Pourquoi ne nous contentons-nous pas d'enlever les quatre mots?

M. Johnson: Ce n'est qu'une technique d'amendement et c'est ainsi qu'il faut procéder.

Le sénateur Olson: En effet, et ensuite, nous pourrions reprendre le libellé comme nous l'entendons.

Le président: L'amendement propose que l'article 2 du Bill C-60 soit modifié en retranchant les lignes 4 et 5 de la page 4 pour les remplacer par ce qui suit:

... nent le mieux pour la construction du pipe-line.

Ce membre de phrase devient donc:

... les méthodes et moments qui conviennent le mieux pour la construction du pipeline.

Le président: Quelqu'un propose-t-il l'amendement?

Le sénateur Balfour: Je le propose.

Le président: L'amendement est-il adopté?

Des voix: Adopté.

Le président: Le paragraphe modifié est-il adopté?

Des voix: Adopté.

Le sénateur Guay: Pour revenir à ce que je disais auparavant à l'égard du paragraphe 29.3(2), si une seule personne écrit à l'Office et que l'Office considère que le mémoire est frivole ou dénué de bonne foi et qu'il le rejette, l'Office pourrait approuver un projet et déclarer n'avoir reçu aucune déclaration écrite car elle aurait rejeté la déclaration futile de cette personne. Est-ce bien vrai?

M. Johnson: C'est vrai.

Le président: Ce matin, nous avons laissé en suspens le sous-alinéa 73.1(1)(a)(iii) en attendant une explication ou un amendement pour ajouter les mots suivants à la fin du sous-alinéa:

... ou toute autre exploitation par la compagnie.

Le sous-alinéa deviendrait donc:

(iii) l'inspection, l'entretien, la réparation du pipe-line ou toute autre exploitation par la compagnie.

Dans cet article, le législateur cherche à limiter l'application et l'interprétation de ce sous-alinéa aux travaux de construction du pipe-line et à l'acquisition, l'inspection, l'entretien, la réparation et toute autre opération de la compagnie. On cherche ici à restreindre plutôt qu'à étendre l'application du sous-alinéa. On a donné comme exemple un cas où un camion de la compagnie heurte un résident de la ville et que l'affaire

[Text]

the board is not competent to deal with such matters. The purpose of this amendment is to confine the work of the board to the actual area of operations with respect to the pipeline.

Hon. Mr. Olson: It seems to me that the provisions of this act ought to relate directly to what it says, "the inspection, maintenance or repair of the pipeline". Of course, this subparagraph would include other things such as the construction of the pipeline, the acquisition of lands and so on.

If the suggested amendment is added, it would broaden the scope of the subparagraph to include any other operations of the company which may not be related at all to the actual construction, repair or maintenance of the pipeline. It seems to me that such grievances ought to be dealt with under the regular process of the law and quite apart from what is in the bill. The amendment would widen the scope beyond the intention of the act. We should not make provision in this bill for any individual who has a grievance with the company over something which has nothing to do with the pipeline. The law provides all kinds of forms of redress for such grievances.

Senator Guay: There is also paragraph (b) which allows for claims against a company for the loss of life or personal injury.

Hon. Mr. Olson: I expect that the Expropriation Act was meant to deal with that kind of situation. There are very few grievances or claims under the law which are not provided for in the expropriation procedures. By including the words "or any such other operations of the company", we are broadening the scope considerably. While I have no doubts that a person ought to have an avenue of redress under the law, I do not believe that this amendment should be included.

Senator Guay: So arbitration will determine the compensation matters for damages caused by the pipeline and so on, but when it comes to specific items, it will not and the individuals involved will have to take the company to court.

Hon. Mr. Olson: The suggested amendment may also have the effect of including occurrences which take place outside the activity directly involved in the construction, inspection, maintenance and repair of the pipeline. Such incidents should be handled by the courts.

The Chairman: We are back to paragraph 74(2)(b), and I believe you have a proposed amendment to that section, Mr. Macdonald.

Mr. Macdonald: That is correct, Mr. Chairman. This proposed amendment is a matter of policy and it relates to another proposed amendment which corresponds, that is, to section 75.2.

In drafting the bill, a discretion was given to the arbitration board to award a person, who was requesting damages for having been adversely affected, periodic payments in respect of those damages. However, under section 74 as it stood, we overlooked the fact that there would be no review of such periodic payments. That is the first point.

[Traduction]

est référée au comité d'arbitrage. Or, l'Office n'est pas habilité à traiter de ces questions. Cet amendement cherche à limiter le travail de l'Office au lieu même de l'exploitation du pipe-line.

L'honorable M. Olson: Il me semble que les dispositions de cette loi devraient se rapporter directement à ce qui est dit, «l'inspection, l'entretien ou la réparation du pipe-line». Bien sûr, ce sous-alinéa pourrait comprendre d'autres opérations, telles que la construction du pipe-line et l'acquisition des terres.

Si l'amendement était adopté, cela élargirait la portée du sous-alinéa qui viserait toute autre exploitation de la compagnie qui pourrait ne pas être reliée du tout aux travaux réels de construction, de réparation et d'entretien du pipe-line. A mon avis, ces questions devraient être traitées dans le cadre régulier de la justice, elles ne devraient pas être visées dans ce projet de loi. L'amendement envisagé élargirait la portée du projet de loi au-delà de l'intention du législateur. Nous ne devrions pas adopter, pour ce projet de loi, des dispositions prévoyant le cas où une personne veut s'attaquer à la compagnie à propos d'une question qui n'a rien à voir avec le pipe-line. Les lois comportent toutes sortes d'indemnisation pour ces cas.

Le sénateur Guay: Il ne faut oublier l'alinéa b) qui porte sur les demandes à l'encontre d'une compagnie pour les dommages corporels.

L'honorable M. Olson: Je suppose qu'on avait prévu que la Loi sur l'expropriation devait régler ce genre de situation. Les formalités d'expropriation prévoient presque toutes les demandes. En ajoutant les mots «ou tout autre exploitation par la compagnie», nous élargissons grandement la portée du projet de loi. Je suis convaincu qu'une personne doit avoir des moyens d'obtenir justice, mais je ne crois pas que cet amendement devrait être inclu dans le projet de loi.

Le sénateur Guay: Ainsi, le comité d'arbitrage pourra déterminer les questions d'indemnité pour les dommages causés par les pipe-lines, mais lorsqu'on en viendra à des points précis, le comité d'arbitrage ne pourra rien faire et les personnes devront poursuivre la compagnie en justice.

L'honorable M. Olson: L'amendement proposé pourrait également avoir comme effet d'inclure des cas qui ne se rapportent pas directement aux travaux de construction, d'inspection, d'entretien et de réparation du pipe-line. Ces cas devraient être réglés par les tribunaux.

Le président: Passons maintenant à l'alinéa 74(2)b). M. Macdonald, je crois que vous avez un projet d'amendement pour cet alinéa.

M. Macdonald: En effet, monsieur le président. L'amendement envisagé est une question de politique qui correspond à un autre amendement envisagé, à l'article 75.2.

Lors de la rédaction du projet de loi, nous avons donné un pouvoir discrétionnaire au comité d'arbitrage qui peut accorder à une personne qui demande indemnisation, un paiement par versements périodiques. Cependant, l'article 74, dans son libellé actuel, ne prévoit pas d'examen de ces versements périodiques. C'est là notre premier point.

[Text]

The second point that we neglected to take into account, was the possibility that the owner might request, and it might be appropriate to grant him, a lump sum in respect of part of his compensation and periodic payments in respect of another part.

The change that is proposed to section 75.2 is to allow for that to be done, that is, for part of the compensation to be paid in a lump sum and for part to be paid on periodic payments. The corresponding change to subsection 74(2) is to provide for a periodic review of all payments that are of a periodic nature.

The Chairman: Paragraph 74(2)(b) now provides for a review of compensation for the acquisition only. Your proposed amendment would provide for a review, every five years, of compensation instead of annual or other periodic payments in respect of acquisition and damage.

Mr. Johnson: The amendment to 75.2, as Mr. Macdonald mentioned, would provide that a landowner can elect to take periodic payments or a lump sum payment in respect of land-taking-account compensation and damage. This would be a consequential change to provide for review of whatever periodic payments he decided to take, whether for land-taking or for damages, and it is a question of policy. The present bill does not provide for a landowner to get any kind of compensation on an annual or periodic basis unless that is compensation for the actual taking of the land. In other words, destruction of his crop is not something that could be periodically allocated.

Senator Guay: Yes, that makes sense.

Mr. Johnson: This proposal would change that.

Hon. Mr. Olson: We are dealing with subparagraph (b). I believe that is a clarification of what was intended. I am not quite sure of the significance of the consequential amendment to 75.2.

Mr. Johnson: Paragraph 75.2(1)(a) provides that a person, whose lands are taken, has an option to select periodic payments or a lump sum. That is on page 12. That provides that the landowner, whose lands are taken, has to elect to have an option to take a lump sum or a periodic payment.

It is assumed in this paragraph, because of paragraph 74(2)(b) that he can only take a periodic payment in respect of compensation for the lands taken and not for damages, because the review provision in paragraph 74(2)(b) only talks about a review of the amount of compensation payable for acquisition of lands over five years, not for damages.

The consequential change to section 75.2 would allow him to elect to take either type of compensation, whether it is for the taking of land or for damages, on a periodic basis. Then, the other change to 74(2)(b) would allow for a review of the amount of compensation payable for damages or for acquisition of lands.

[Traduction]

Deuxièmement, nous avons oublié de tenir compte de la possibilité que le propriétaire puisse demander, et qu'il soit juste de lui accorder, un paiement forfaitaire qui représente une partie de son indemnisation et des paiements périodiques pour l'autre partie.

La modification que nous envisageons à l'article 75.2 cherche précisément à prévoir cette situation, c'est-à-dire qu'une partie de l'indemnisation pourra être versée sous forme de montant forfaitaire et que l'autre partie pourra l'être périodiquement. L'amendement corrélatif au paragraphe 74(2) permettra un examen régulier des paiements périodiques.

Le président: L'alinéa 74(2)(b) ne prévoit un examen du montant de l'indemnité que pour l'acquisition de terrain. Votre amendement permettrait un examen quinquennal de l'indemnité, au lieu des paiements par versement annuel ou autres versements périodiques se rapportant à l'acquisition et aux dommages.

M. Johnson: Comme le disait M. Macdonald, l'amendement à l'article 75.2 permettrait au propriétaire foncier de choisir entre des versements périodiques ou une somme forfaitaire à l'égard du montant de l'indemnité à payer pour l'acquisition de terrain et des dommages. Il s'agirait d'un changement corrélatif permettant l'examen de versements périodiques choisis par le propriétaire, que ce soit pour l'acquisition de terrain ou les dommages, et c'est une question de politique. Le projet de loi actuel ne permet pas au propriétaire foncier d'obtenir un montant d'indemnité tous les ans ou périodiquement, à moins que ce ne soit pour l'acquisition du terrain. Autrement dit, le propriétaire ne pourrait pas être indemnisé périodiquement pour la destruction de sa récolte.

Le sénateur Guay: En effet, c'est logique.

M. Johnson: L'amendement corrigerait cela.

L'honorable M. Olson: Nous parlons de l'alinéa b). Je crois que c'est une précision qui est nécessaire. Cependant, je ne suis pas certain de la signification de l'amendement corrélatif à l'article 75.2.

M. Johnson: Le paragraphe 75.2a) stipule qu'une personne dont les terres sont expropriées peut choisir entre des versements périodiques ou un montant forfaitaire. Ce paragraphe est à la page 12; il stipule que le propriétaire dont les terrains sont acquis, doit demander d'avoir le choix entre un montant forfaitaire et un versement périodique.

Il est supposé, dans ce paragraphe, en raison de l'alinéa 74(2)(b), que le propriétaire ne peut accepter un versement périodique qu'en indemnisation des terres et non des dommages, car la disposition sur l'examen de l'alinéa 74(2)(b) ne traite de l'examen quinquennal que du montant de l'indemnité à payer pour l'acquisition de terrain, non pas pour les dommages.

Le changement corrélatif à l'article 75.2 permettra au propriétaire foncier de choisir entre les deux types d'indemnisation, que ce soit pour l'acquisition des terres ou pour les dommages, sur une base périodique. Par ailleurs, la modification à l'alinéa 74.2b) permettra un examen du montant de l'indemnité à payer pour l'acquisition de terrains ou les dommages.

[Text]

The Chairman: Reverting to paragraph 74(2)(b), the amendment is that we strike out lines 23 to 26 and we substitute the following:

... (b) review every five years of the amount of any compensation payable in respect of which annual or other periodic payments have been selected;

Would someone move the amendment?

Senator Thériault: I so move.

The Chairman: Shall the amendment carry, honourable senators?

Hon. Senators: Carried.

The Chairman: Shall paragraph (b) as amended carry?

Hon. Senators: Agreed.

The Chairman: A further amendment is proposed to subparagraph (d), adding the word "gross" in front of the word negligence.

Hon. Mr. Olson: I believe there is a significant difference in the interpretation of that. I do not have a problem with that. I suppose you have already had the legal interpretation or explanation of the difference between gross negligence and negligence and, if you are satisfied, that does not cause me any problem.

The Chairman: The proposed amendment, honourable senators, is to strike out line 34 on page 6 and substitute the following:

... suits and actions resulting from gross negligence ...

Hon. Mr. Olson: All the rest stays in.

The Chairman: Exactly, everything would remain the same. Would someone care to move the amendment?

Senator Lucier: I so move.

The Chairman: Shall the amendment carry, honourable senators?

Hon. Senators: Carried.

The Chairman: Shall paragraph (d) as amended carry?

Hon. Senators: Carried.

The Chairman: That would appear to complete the amendments to section 74.

Mr. Johnson: The question of market value would be handled in section 74.(2), if you wish to deal with it, rather than dealing with it in section 75.19.

The Chairman: Section 75 was carried; section 75.1 was carried; section 75.11 was carried; section 75.12 was carried; section 75.13 was carried; 75.14 was carried; 75.15 was carried; 75.16 was carried; 75.17 was carried; 75.18 was carried and 75.19 was stood.

We would propose two amendments here, Mr. Minister:

... 75.19(1)(a.1) where annual or periodic payments are being made pursuant to an agreement or an arbitration decision, changes in the market value referred to in

[Traduction]

Le président: Pour en revenir à l'alinéa 74(2)b), l'amendement serait de retrancher les lignes 26 à 30 de la page 6 pour les remplacer par ce qui suit:

b) un examen quinquennal du montant de toute indemnité à payer, lorsque le mode de paiement choisi consiste en versements annuels ou autres versements périodiques;

Quelqu'un propose-t-il l'amendement?

Le sénateur Thériault: Je le propose.

Le président: Messieurs les sénateurs, l'amendement est-il adopté?

Des voix: Adopté.

Le président: L'alinéa b) modifié est-il adopté?

Des voix: Adopté.

Le président: Un autre amendement est proposé à l'alinéa d), on propose l'ajout du mot «grave» après le mot négligence.

L'honorable M. Olson: Je crois qu'il y a là une grande différence d'interprétation. Cela ne me cause pas de problème. J'imagine que vous avez déjà obtenu l'interprétation ou l'explication juridique de la différence entre une négligence grave et une négligence. Si vous êtes convaincu du bien-fondé de votre proposition, je n'y vois pas de problème.

Le président: Messieurs les sénateurs, l'amendement envisagé consiste à biffer la ligne 38 de la page 6 et de la remplacer par ce qui suit:

... la négligence grave ni de la faute volontaire du ...

L'honorable M. Olson: Tout le reste demeure inchangé.

Le président: En effet, tout le reste demeure inchangé. Quelqu'un voudrait-il proposer l'amendement?

Le sénateur Lucier: Je le propose.

Le président: Messieurs les sénateurs, l'amendement est-il adopté?

Des voix: Adopté.

Le président: L'alinéa d) est-il adopté?

Des voix: Adopté.

Le président: Cela semble mettre fin aux amendements à l'article 74.

M. Johnson: Si vous le désirez, on pourrait traiter de la question de la valeur marchande au paragraphe 74.(2) plutôt que d'en traiter à l'article 75.19.

Le président: L'article 75 a été adopté; l'article 75.1 a été adopté; l'article 75.11 a été adopté; l'article 75.12 a été adopté; l'article 75.13 a été adopté; l'article 75.14 a été adopté; l'article 75.15 a été adopté; l'article 75.16 a été adopté; l'article 75.17 a été adopté; l'article 75.18 a été adopté et l'article 75.19 a été reporté.

Monsieur le ministre, nous proposons deux amendements à cet égard:

75.19(1)(a.1) ... lorsque des paiements par versements annuels ou autres versements périodiques sont faits à la suite d'une entente ou d'une décision du Comité d'arbi-

[Text]

paragraph (a) since the agreement or decision or since the last review and adjustment of those payments, as the case may be.

Hon. Mr. Olson: You are not suggesting a change, wherever it is, in the market value of the land at the time of the taking?

Mr. Johnson: The technique is that we would leave the definition of the market value, which is referred to in subsection (2). As you say, it applies at the time of taking. Then the arbitration committee would be required, under subsection (1) to consider (a), "the market value of the lands taken by the company." To adjust the market value effectively, you take the market value on the day they took the land. Let us say it is \$5,000 and the man takes periodic payments, or whatever the arbitration committee or agreement provides. Let us say it is \$25 or \$30 per month. He takes that for five years. Then there is to be an adjustment. If the market value of the land has gone up, has changed, according to paragraph (a.1) there would have to be an adjustment to the periodic payments to reflect that change. That is what is proposed by this provision. In other words, we would not look at the market value per se on the date of adjustments; you would look at changes since the property was acquired. If it goes up 10 per cent, payments will go up 10 per cent. If it goes down 5 per cent, then presumably payments will go down 5 per cent—whatever the arbitration committee or agreement says.

Hon. Mr. Olson: That is acceptable to me. What happens, of course, in the reviews that are taking place now with respect the well sites for example is that when the periodic review comes up in the next five years, then no doubt the normal settlement after that period will be that they bring those annual payments up to whatever is currently being paid under the same conditions. I think that what you have suggested would accommodate that.

Mr. du Plessis: Are they obliged to raise it, or are they simply obliged to consider it as a factor?

Hon. Mr. Olson: It is one of the factors. There are several others, other than the change in the market value of the land. That may be of more significance in changing it—such things as unforeseen losses, or whatever they may be. I do not have any objection to putting it in as a factor that they should take into account, because I expect that would be done, in any event. Now it is more specific.

Mr. du Plessis: I would suggest that we make it (b) and reletter the others. Are you aware of any cross-references?

Mr. Johnson: I will check through the bill.

The Chairman: So that would be (b).

Mr. du Plessis: Yes, and the second part of the motion would be to reletter the remaining paragraphs.

The Chairman: Senator Balfour moves that amendment. This would then become (b). Does the amendment carry?

[Traduction]

trage, les changements survenus dans la valeur marchande à laquelle fait allusion l'alinéa a) depuis l'entente ou la décision, ou depuis le dernier examen et rajustement de ces paiements, selon le cas.

L'honorable M. Olson: Vous ne proposez pas une modification, où qu'elle soit, à la valeur marchande du terrain au moment de l'acquisition?

M. Johnson: Nous laisserions la définition de la valeur marchande, visée au paragraphe (2). Comme vous dites, elle s'applique au moment de l'acquisition. Le Comité d'arbitrage devrait alors, aux termes du paragraphe (1) tenir compte de (a) «la valeur marchande des terrains acquis par la société». Pour fins de rajustement, on prend la valeur marchande à l'époque de l'acquisition. Disons que c'est \$5 000 et que le propriétaire touche des versements périodiques, ou autres, que le Comité d'arbitrage a décidé ou que l'accord prévoit. Disons que c'est \$25 ou \$30 par mois et qu'il retire cette somme pendant cinq ans. Il faut alors un rajustement. Si la valeur marchande du terrain a changé, un rajustement correspondant devrait aux termes du paragraphe (a.1) être apporté aux versements périodiques. C'est ce que propose cette disposition. Autrement dit, nous ne tiendrions pas compte de la valeur marchande en soi, à la date des rajustements, mais des changements survenus depuis l'acquisition du terrain. Si sa valeur a augmenté de 10%, les versements seront augmentés d'autant. Si elle a baissé de 5%, il en irait probablement de même des versements, selon la décision du Comité d'arbitrage ou les conditions de l'accord.

L'honorable M. Olson: Cela me semble acceptable. Évidemment, dans les révisions comme celle qui se fait actuellement relativement aux emplacements de puits, il ne fait pas de doute qu'après une période de cinq ans, normalement, on rajustera les versements annuels en fonction de ce qui est actuellement payé dans les mêmes conditions. Je pense que cela correspondrait à ce que vous avez laissé entendre.

M. du Plessis: Faut-il obligatoirement augmenter les versements ou est-ce simplement un facteur à considérer?

L'honorable M. Olson: C'est l'un des facteurs. Il y en a plusieurs autres, outre le changement de la valeur marchande du terrain. Les facteurs comme les pertes imprévues ont peut-être plus de poids. Je n'ai pas objection à ce que nous en fassions un facteur, car je m'attendrais que ce soit considéré de toutes façons. Maintenant, c'est plus précis.

M. du Plessis: Je proposerais que nous en fassions le paragraphe (b) et que nous changions les autres lettres en conséquence. Savez-vous s'il y a des recoupements?

M. Johnson: Je vérifierai dans le projet de loi.

Le président: Ce serait donc (b).

M. du Plessis: Oui, et la deuxième partie de la motion viserait à modifier en conséquence les lettres des paragraphes restants.

Le président: Le sénateur Balfour propose cette modification. Est-elle adoptée?

[Text]

Hon. Senators: Carried.

The Chairman: There is a further amendment to paragraph (a), that we would strike out, in line 41, the words "by the company," and add the following: "by the company and any residual value to the owner after the lands are taken;" That is in line with some recommendations from industry that residual value should be taken into consideration.

Hon. Mr. Olson: Do you have an explanation of what that is intended to mean?

Mr. Macdonald: The existing case law, which has developed around the subject of how easement rights should be evaluated, clearly has developed to the point where the market value of the land is assessed, and then an allowance is made for the fact that the farmer may continue to use the land over which the pipeline runs, or for various other purposes. He will lose certain possible uses of that land, but he will still retain the right to use it for many purposes. The case law has recognized this and it is a factor that is now taken into account.

There was some possibility—although perhaps not that strong—that this might be overlooked by an arbitration committee in assessing the value of an easement. Representation has been made that perhaps the legislation should mention it expressly so that it is not overlooked.

Hon. Mr. Olson: Perhaps we could get some further explanation on that. I suppose that presumes that payments have already been made on the original loss to the landowner, to a new level which is now called a residual level.

Mr. Macdonald: No, that is not the purpose of this amendment. This provision would have effect both when the original award was made and at a review time. The effect of it is that it would directly require the committee to take into account that when a company is taking only an easement, as opposed to the fee simple, the landowner retains certain use of that land, as opposed to the case of a fee simple where the entire use is taken from him. So this would require the company to look at the fact that certain uses will still be permitted to the landowner and that the compensation should be adjusted to make allowance for that.

Hon. Mr. Olson: I am a little hesitant here because I am not quite sure whether we are going back. The only responsibility that the company has in doing this is to the loss to the landowner. Therefore they take into account the residual value. I suppose the next step is that if there is no significant change from the undisturbed value and the residual value, they could then claim that therefore no compensation should be paid—yet the company is using the land. That would give me some difficulty.

Mr. Macdonald: It is a conceivable interpretation, but in fact I am not sure that this amendment represents any real change.

Hon. Mr. Olson: I am not, either.

Mr. Macdonald: Under subsection (h) the committee would have taken that into account in any event. It is a possible eventuality, but I really have no way of knowing what the likelihood would be.

[Traduction]

Des voix: Adoptée.

Le président: Il y a une autre modification au paragraphe (a) qui ajouterait, à la ligne 40, après les mots «par la compagnie» les termes suivants: «et la valeur résiduelle acquise au propriétaire après que les terrains ont été pris.» C'est conforme à certaines recommandations de l'industrie voulant que la valeur résiduelle soit prise en considération.

L'honorable M. Olson: Pourriez-vous nous expliquer ce qu'on entend par là?

M. Macdonald: En vertu du droit jurisprudentiel relatif à l'évaluation des droits de passage, la valeur marchande du terrain est prise en considération et il est tenu compte du fait que l'agriculteur peut continuer à cultiver le terrain sur lequel passe le pipe-line ou à l'utiliser pour diverses autres fins. Il perd certaines possibilités d'usage mais en conserve bon nombre. C'est ce que reconnaît le droit jurisprudentiel et ce facteur est maintenant pris en considération.

Il y avait la possibilité, quoique lointaine, que ce soit négligé par le comité d'arbitrage dans l'évaluation de la valeur de la servitude. Certains ont suggéré que la loi le précise de sorte que cela ne se produise pas.

L'honorable M. Olson: J'aimerais que nous ayons des explications supplémentaires. Cela présume, je suppose, qu'à l'égard de la perte initiale, le propriétaire du terrain a déjà été indemnisé au niveau dit résiduel.

M. Macdonald: Non, ce n'est pas l'objet de cette modification. Cette disposition vaudrait, tant à l'époque de l'adjudication initiale qu'à l'époque de la révision. Elle exigerait du comité qu'il tienne compte du fait que, lorsqu'une compagnie ne prend qu'une servitude, le propriétaire conserve un certain usage du terrain, par opposition à ce qu'il en est de la propriété inconditionnelle, où tout usage est retiré au propriétaire. Cette disposition exigerait donc que la compagnie prenne en considération le fait que certains usages seront encore autorisés au propriétaire et que l'indemnisation devra être rajustée en conséquence.

L'honorable M. Olson: J'hésite un peu, car je ne suis pas sûr si nous revenons sur nos pas. La compagnie n'est responsable que de la perte subie par le propriétaire. Par conséquent, elle prend en considération la valeur résiduelle. Ensuite, je suppose, s'il n'y a pas de changements appréciables dans la valeur initiale ni dans la valeur résiduelle, elle peut alléguer qu'elle n'a pas à verser d'indemnité quoiqu'elle utilise le terrain. Cela me créerait des difficultés.

M. Macdonald: C'est une interprétation possible, mais en fait, je ne suis pas sûr que cette modification représente un changement réel.

L'honorable M. Olson: Moi non plus.

M. Macdonald: Aux termes de l'alinéa (h), le comité en aurait tenu compte de toutes façons. C'est une éventualité, mais jusqu'à quel point est-elle probable?

[Text]

Hon. Mr. Olson: Are you proposing to have another meeting on this before you complete it? Perhaps you had not intended to do so. It could be that it is not a significant change, in any event, because the arbitration committee would take those things into account; but we do get to a place where there would be an argument again that the only thing under consideration is the loss to the landowner, regardless of its market value—although the market value is there—and any residual value to the owner after the lands were taken. There is great argument as to whether there is any difference with before and after. I do not have a great deal of difficulty with it because I presume they will look at the market value.

Mr. du Plessis: If they look at the market value, the residual value would then be subtracted from that.

Hon. Mr. Olson: Yes. I am reminded that case law is developing to the point where residual value is taken into account.

Mr. Macdonald: The most recent decision was that of the Alberta Court of Appeal last year where Cochin Pipeline was one of the parties, and that decision followed earlier Ontario case law which had found that this was the proper principle: if the interest in land being taken was not the complete interest, then the pipeline company should be given credit for that fact.

The Chairman: Perhaps we will put that aside for a few minutes. We have one further paragraph 75.2(1)(a). This is the amendment resulting from the other amendment, is that correct?

Mr. Macdonald: It is the consequential amendment which arose when we looked at the review provisions for the periodic payments.

The Chairman: The proposed amendment strikes out line 30.

Senator Guay: How would it now read?

The Chairman: It would read:

compensation or such part thereof as is specified by the person be made by one lump sum payment . . .

Senator Guay: It would carry on to read: . . . or by annual or periodic payments . . .

The Chairman: Yes.

Senator Guay: I have a question on that. As I understand it, if one accepts a lump sum payment after five years, he does not get the review, does he?

Mr. Johnson: If he accepts a lump sum, no.

Senator Guay: If, for income reasons or some other reason at the time, I would like to get the lump sum payment—perhaps I would like to buy something for my farm, or whatever the case may be—and I accept the lump sum payment once, I do not get the review. I do not feel that is fair. On the other hand, because of the loss of money, I will take the annual payment of money instead because it is better for my income tax, and yet I will get the review after five years. I believe, whether a man gets the lump sum, the periodic

[Traduction]

L'honorable M. Olson: Entendez-vous tenir une autre réunion sur cette question avant d'y mettre un point final? Vous n'en aviez peut-être pas l'intention. Il est possible que ce ne soit pas un changement appréciable, du fait que le comité d'arbitrage en tiendrait compte de toutes façons. Mais nous arrivons à un point où on alléguerait encore que la seule chose considérée est la perte subie par le propriétaire, indépendamment de la valeur marchande du terrain, et de la valeur résiduelle revenant au propriétaire, après que les terrains ont été pris. On peut discuter pour savoir si la modification fait une différence. Pour ma part, je ne vois pas grand problème, car je présume qu'on tiendra compte de la valeur marchande de toute façon.

M. du Plessis: Ensuite, la valeur résiduelle en serait soustraite.

L'honorable M. Olson: Oui. En vertu du droit jurisprudentiel, la valeur résiduelle est maintenant prise en considération.

M. Macdonald: A cet égard, la décision la plus récente a été rendue l'année dernière, par la Cour d'Appel de l'Alberta dans une affaire où *Cochin Pipelines* était partie. Cette décision faisait suite à une décision de l'Ontario, établissant le principe selon lequel, si l'intérêt à l'égard du terrain pris n'est pas complet, la compagnie de pipe-line doit en être crédité.

Le président: Nous mettrons cette question de côté quelques minutes. Il nous reste l'alinéa 75.2(1)a), qui résulte de l'autre modification, n'est-ce pas?

M. Macdonald: C'est la modification corrélative qui a été apportée, lorsque nous avons examiné les dispositions sur la révision des versements périodiques.

Le président: La modification proposée supprime la ligne 30.

Le sénateur Guay: Que dirait-elle maintenant?

Le président: Elle dirait:

paiement total ou partiel par versement unique d'une somme globale . . .

Le sénateur Guay: Et ensuite: . . . ou par versements annuels ou autres versements périodiques . . .

Le président: Oui.

Le sénateur Guay: Une question. Je crois comprendre que si quelqu'un accepte le versement unique d'une somme globale, il n'a pas droit au fruit de la révision, n'est-ce pas?

M. Johnson: S'il accepte une somme globale, non.

Le sénateur Guay: Si, pour des raisons de revenu ou autre raison du moment, (pour acheter quelque chose pour la ferme, par exemple), j'accepte la somme globale, je n'ai pas droit à la révision. Je ne trouve pas que c'est juste. Étant donné cette perte d'argent, je choiserais le versement annuel, qui est avantageux aux fins de l'impôt sur le revenu et donne droit à la révision après cinq ans. A mon avis, qu'on choisisse la somme globale ou les versements périodiques ou annuels, on devrait avoir droit à la révision.

[Text]

payment or the annual payment, he ought to get the same review as the others.

Senator Lucier: It would be like selling or renting. You cannot have it both ways. You either get the lump sum payment or you are prepared to gamble.

Senator Guay: If I take the annual payment for five years, at the end of five years I am entitled to the review, is that correct?

Hon. Mr. Olson: That is right.

Senator Guay: If I take the lump sum payment, am I correct that it is within the concept of that five years?

The Chairman: No, you take the lump sum.

Senator Guay: Does the five years pay the full amount of the lump sum payment?

Hon. Mr. Olson: It would depend on the negotiations between the landowner and the company.

Senator Guay: I would be selling myself short if I accepted the lump sum knowing that I would not be subject to the review after five years.

Hon. Mr. Olson: The matter under review after five years is not the lump sum but the amount of the periodic payment. We had a long discussion about that when we drafted that bill. We did not want to interfere with a pipeline company and the landowner in reaching a negotiated agreement for one lump sum. That is the end of it. There is no periodic payment and, therefore, nothing to review.

Senator Guay: I guess I do not understand it.

Senator Lucier: All you are doing is giving the landowner the option.

The Chairman: The landowner has the option of a lump sum or annual payments.

Senator Guay: Then the lump sum must be greater than the annual payments.

Hon. Mr. Olson: I expect it would be.

Senator Guay: In the final analysis after five years, it must be greater.

Hon. Mr. Olson: Much greater.

Senator Guay: That is what I wanted to know. If that is the case, then I can understand one accepting the lump sum.

Mr. Johnson: I would think, in a practical case, if the land value acquired is \$5,000, and the person elected to take periodic payments over 25 years or whatever the expectancy of the pipeline is, the arbitration committee would amortize it over 25 years. In five years they would look at any increases in the land value and tack that on to the monthly payments. You would have to do it on an amortized basis or it would not make sense.

Senator Guay: So the one who accepts the lump sum payment is not entitled to periodic payments?

Mr. Johnson: He would have to take \$5,000 in that case.

Hon. Mr. Olson: I am trying to follow this other argument, but perhaps it is not relevant. I do not want to have a situation

[Traduction]

Le sénateur Lucier: C'est comme vendre ou louer. On ne peut faire les deux. Ou bien vous prenez la somme globale, ou bien vous êtes disposés à spéculer.

Le sénateur Guay: Si j'opte pour le versement annuel sur cinq ans, à la fin des cinq années, j'ai droit à la révision, n'est-ce pas?

L'honorable M. Olson: C'est exact.

Le sénateur Guay: Si je choisis la somme globale, cela correspond à la somme des cinq années?

Le président: Non, vous prenez la somme globale.

Le sénateur Guay: Les cinq années couvrent-elles le montant total de la somme globale?

L'honorable M. Olson: Tout dépend des négociations entre le propriétaire du terrain et la compagnie.

Le sénateur Guay: J'y perdrais, en acceptant la somme globale sachant que je n'aurai pas droit à la révision après cinq ans.

L'honorable M. Olson: Ce n'est pas la somme globale mais le montant du versement périodique, qui est révisé après cinq ans. Nous en avons longuement discuté quand nous avons rédigé le projet de loi. Nous ne voulions pas empêcher une société de pipe-line et un propriétaire foncier de négocier une somme globale. Cela s'arrête là. Il n'y a pas de versement périodique, donc pas de révision.

Le sénateur Guay: Je ne comprends pas.

Le sénateur Lucier: Vous donnez simplement le choix au propriétaire.

Le président: Il a le choix entre une somme globale et des versements annuels.

Le sénateur Guay: La somme globale doit donc être plus élevée que les versements annuels.

L'honorable M. Olson: J'imagine.

Le sénateur Guay: Tout compte fait après cinq ans, ce doit être plus élevé.

L'honorable M. Olson: Beaucoup plus.

Le sénateur Guay: C'est ce que je voulais savoir. En ce cas, je puis comprendre qu'on accepte la somme globale.

M. Johnson: Pour prendre un cas pratique, si la valeur du terrain acquis est de \$5 000 et que la personne a choisi les versements périodiques sur 25 ans, ou quelle que soit l'espérance de vie du pipe-line, le comité d'arbitrage amortirait cette somme sur 25 ans. Après cinq ans, s'il y avait eu augmentation de la valeur du terrain, il en tiendrait compte dans le calcul des versements mensuels. Il faut qu'il y ait amortissement, car autrement, ce serait illogique.

Le sénateur Guay: Celui qui accepte la somme globale n'a donc pas droit à des versements périodiques?

M. Johnson: Il devrait prendre \$5 000 dans ce cas-là.

L'honorable M. Olson: J'essaie de suivre cette autre argumentation, mais elle n'est peut-être pas appropriée. Je ne

[Text]

where an agreement that has been reached is subject to any review. That is the end if you make that decision. I guess that is what it means. It does not change that factor.

The Chairman: Would someone care to move the amendment? Senator Lucier. The amendment will be striking out line 30 on page 12 and substituting the following:

... compensation or such part thereof as is specified by the person be made by one lump sum.

The other amendment is striking out lines 36 to 38 and substituting:

... that the compensation or such part thereof as is specified by the person be made by annual or periodic payments of equal or different amounts over a period of time and that there be a periodic review of such compensation or part thereof.

Are the amendments carried?

Hon. Senators: Carried.

The Chairman: Paragraphs 75.2(1)(a) and (b) are carried.

Perhaps we should go back to 75.19 which deals with the proposed amendment that they consider any residual value to the owner after the lands are taken.

Hon. Mr. Olson: The only reason I am having some difficulty is that I believe an arbitration committee is going to take this into account in any event. Whether it changes significantly the basis on which consideration is given, and that is only to the difference in the original value to the owner and the residual value to the owner is where I have the difficulty. I can see many arguments or disputes arising from that and perhaps that will not happen in any event. It does strengthen the position, I believe, that it is only a loss to the landowner. That is the basis on which the compensation would be determined. Although it does say "and in doing so shall consider the following factors where applicable," so I suppose it would be only one portion of the factors that they take into consideration. Therefore, I would not be unyielding on this point.

Senator Yuzyk: It is a question of whether you will use the phrase "market value or residual value." Will that make any difference?

Hon. Mr. Olson: The way the amendment is proposed, the factors would include both the market value and any residual value to the owner after the lands are taken.

Mr. du Plessis: It simply ensures that both will be taken into consideration but it does not mean that, without those words, the residual value would be neglected by the board in determining the market value. I suppose it is a reassurance.

Senator Lucier: It simply brings it to the fore.

Mr. du Plessis: Yes.

Senator Yuzyk: This does not change the meaning very much, but at least the owner will be thinking more about the residual value; or am I wrong?

Senator Thériault: The company will.

[Traduction]

voudrais pas qu'un accord soit assujéti à une révision. Si vous prenez cette décision, cela s'arrête là. Je crois que telle est la signification de cette disposition. Elle ne change pas ce facteur.

Le président: Quelqu'un aurait-il l'obligeance de proposer les modifications? Sénateur Lucier. La modification supprimera la ligne 30 à la page 12 et la remplacera par ce qui suit:

... paiement total ou partiel par versement unique d'une somme globale.

L'autre modification supprime les lignes 40 à 43 et les remplace par:

... paiement total ou partiel par versement unique d'une somme globale ou par versement annuel ou autres versements périodiques de montants égaux ou différents sur une période donnée, et en ordonner la révision périodique.

Les modifications sont-elles adoptées?

Des voix: Adopté!

Le président: Les alinéas 75.2(1)(a) et (b) sont adoptés.

Nous devrions peut-être revenir à 75.19 qui traite de la proposition de tenir compte de la valeur résiduelle qui revient au propriétaire, après que les terrains ont été pris.

L'honorable M. Olson: Le seul point qui m'embarasse, c'est qu'à mon avis, un comité d'arbitrage en tiendra compte de toutes façons. Je ne suis pas sûr si cette modification change sensiblement la base de l'évaluation des facteurs, soit la différence entre la valeur initiale et la valeur résiduelle. J'entrevois les controverses et les différends à ce sujet, mais peut-être que cela ne se produira pas. Je crois que la modification précise que ce n'est qu'une perte pour le propriétaire. Telle est la base sur laquelle l'indemnisation se fonderait. Bien que la disposition stipule «et tenir compte, le cas échéant, des éléments suivants», je suppose que ce n'est qu'une partie des facteurs qui entreraient en ligne de compte dans l'évaluation. Je ne serais donc pas inflexible sur ce point.

Le sénateur Yuzyk: Il s'agit de savoir s'il faut dire "la valeur marchande et la valeur résiduelle", ou bien "la valeur marchande ou la valeur résiduelle". Cela ferait-il une différence?

L'honorable M. Olson: Dans sa forme actuelle, l'article engloberait à la fois la valeur marchande et la valeur résiduelle, pour le propriétaire, après que les terrains ont été pris.

M. du Plessis: Il assure simplement que les deux seront pris en considération mais cela ne veut pas dire que sans ces termes la valeur résiduelle serait négligée par le conseil dans l'estimation de la valeur marchande. Je suppose que c'est une assurance de plus.

Le sénateur Lucier: C'est simplement une façon de mettre la question à l'avant-plan.

M. du Plessis: Oui.

Le sénateur Yuzyk: La modification ne change pas beaucoup le sens, mais au moins, le propriétaire songera davantage à la valeur résiduelle, n'est-ce pas?

Le sénateur Thériault: La compagnie le fera.

[Text]

Senator Yuzyk: Or the company, in that case, will.

Senator Thériault: That is why I do not see the need to have it included.

The Chairman: It is actually not needed.

Senator Thériault: My interpretation, in reading that, would be that it gives one more arm to the company.

Senator Yuzyk: Another stick.

Senator Thériault: It gives one more stick.

Hon. Mr. Olson: Paragraph (b) says essentially the same thing. It says the loss of use to the owner, which I suppose is the difference between its undisturbed value in his use and the residual value after it has been disturbed by the pipeline.

Senator Thériault: I think paragraph (b), the way it appears now, is slanted in favour of the owner.

Hon. Mr. Olson: But the instruction is directed to the arbitration committee to take into account the loss of use to the owner.

Senator Thériault: That is right.

Hon. Mr. Olson: It seems to me that this is almost the same thing as the difference between its original value in use to the owner and its residual value to the owner. I suppose it is a bit repetitious.

The Chairman: I do not think it is really necessary, is it? Is it not obviously there already?

Hon. Mr. Olson: That is what I would think.

The Chairman: Senator Balfour?

Senator Balfour: I would agree with the minister, that the calculation of residual use is implicit in the language already contained in the statute. However, in the interests of clarification, I have no strong feelings one way or the other with regard to its inclusion.

The Chairman: Shall it carry as it is?

Hon. Senators: Carried.

The Chairman: It is carried as it is. That means that all sections are carried, senator. We will revert to clause 1. Shall clause 1 carry?

Hon. Mr. Olson: May I be excused, Mr. Chairman?

The Chairman: I would just like to ask whether there is anything else to be dealt with.

Senator Balfour: I wonder if you will be dealing with the submission, which I have just read very quickly. Counsel, have you had an opportunity to read this submission?

Mr. Macdonald: This is the Foothills submission?

Senator Balfour: Yes.

Mr. Macdonald: Yes, I have.

Senator Balfour: It seems to me that there is one fundamental point which should be given consideration, and it is legal-

[Traduction]

Le sénateur Yuzyk: Ou la compagnie, en ce cas.

Le sénateur Thériault: C'est pourquoi je ne vois pas la nécessité de le préciser.

Le président: Il est vrai que ce n'est pas nécessaire.

Le sénateur Thériault: D'après mon interprétation, cela donne une arme de plus à la compagnie.

Le sénateur Yuzyk: Un autre bâton.

Le sénateur Thériault: Oui, un autre bâton.

L'honorable M. Olson: Le paragraphe b) dit essentiellement la même chose. Il parle de la perte pour le propriétaire de la jouissance des terrains ce qui, je suppose, est la différence entre la valeur initiale et la valeur résiduelle, après que le pipe-line a été enfoui.

Le sénateur Thériault: Dans sa forme actuelle, le paragraphe b) avantage le propriétaire.

L'honorable M. Olson: Mais il vise à enjoindre au comité d'arbitrage de tenir compte de la perte pour le propriétaire de la jouissance des terrains.

Le sénateur Thériault: C'est juste.

L'honorable M. Olson: Il me semble que c'est pratiquement la même chose que la différence entre la valeur initiale et la valeur résiduelle, pour le propriétaire. Je suppose que c'est un peu répétitif.

Le président: Je ne pense pas que ce soit vraiment nécessaire, n'est-ce pas? Est-ce que ce n'est pas déjà là de toute évidence?

L'honorable M. Olson: C'est mon avis.

Le président: Sénateur Balfour?

Le sénateur Balfour: Je suis d'accord avec le ministre pour dire que le calcul de l'usage résiduel est implicite dans le libellé actuel de la loi. Toutefois, par souci de précision, je n'ai rien contre l'insertion de cette modification.

Le président: Le paragraphe est-il adopté dans sa forme actuelle?

Des voix: Adopté!

Le président: Adopté. Tous les articles sont donc adoptés, sénateur. Revenons à l'article 1. Est-il adopté?

L'honorable M. Olson: Vous voudrez bien m'excusez, Monsieur le président?

Le président: J'aimerais simplement savoir s'il y a autre chose à traiter.

Le sénateur Balfour: Je me demandais si vous traiteriez du mémoire, que je viens juste de parcourir rapidement. Monsieur l'avocat, avez-vous eu l'occasion de le lire?

M. Macdonald: Le mémoire de Foothills?

Le sénateur Balfour: Oui.

M. Macdonald: Oui.

Le sénateur Balfour: Il me semble qu'il faudrait étudier le point suivant, qui a un caractère juridique, à savoir qu'un

[Text]

tic, but it is to the effect that an interest being created in favour of the company by the arbitration process should be recordable in the Land Titles Office. If I understand the submission correctly, if this were not done, the company could be in difficulties when it comes to giving security over its assets for financing purposes.

Hon. Mr. Olson: Is this not provided for in other sections of the National Energy Board Act?

Mr. Macdonald: I have spoken to Mr. George Anderson, who is the Calgary lawyer who prepared this submission on behalf of Foothills, and I believe a reading of the submission tends to indicate that there was some misapprehension as to the nature of the documents and how the little would pass to the company under the scheme of this bill, because this bill does differ in certain respects from the Alberta Surface Rights Act, which I believe he might have been confusing it with.

Under the scheme of this bill there are two ways by which the company can obtain a conveyance giving them their easement rights on their fee simple rights to the land. One is to come to an agreement with the land owner and to obtain from him a conveyance which can be registered and which passes their rights to them. I have suggested that the company can, in a proper case where the land owner agrees, obtain such a conveyance even though the compensation remains to be settled by the arbitration committee, and this process may take place a year or two later. The alternative to this method, if the land owner will not give such a conveyance, is for the company to approach the National Energy Board and, under section 75.26, obtain an order of the board which this bill contemplates will be registrable on title, which would also contain the easement rights or the fee simple rights, a description of the land and so forth. By registration of that document, the company would obtain its rights to go on the land to construct.

The problem that I initially thought the submission was directed to was a statement that one or both of these documents might not be registrable under the registry system in Alberta. Therefore, I spoke to Mr. Anderson about this and I put those questions to him. To take the first case of the company attempting to obtain a conveyance from the land owner subject to the compensation being determined later, I asked him whether such a document could be registered in Alberta and he said yes. He did say that he thought that this was perhaps an impracticable procedure because no land owner would agree to it. Therefore the company would, by default, be in the position of having to go before the board every time.

Before I deal with that situation, I will deal with the other side of it. I also asked Mr. Anderson whether an order of the board, which contained, in effect, all of the terms and conditions that are contained in an easement agreement, could be registrable on title in Alberta. He said that that type of document could be registered. Therefore, I believe the substance of his comments is that the procedure established by this bill is cumbersome and that it might present practical problems to the company in obtaining the necessary conveyance.

[Traduction]

intérêt créé en faveur de la compagnie par le processus de l'arbitrage devrait pouvoir être enregistré au Bureau des titres de biens-fonds. Autrement, si je comprends bien le mémoire, la compagnie pourrait avoir des problèmes, au moment de garantir son actif pour fins de financement.

L'honorable M. Olson: N'est-ce pas prévu dans d'autres articles de la Loi sur l'Office national de l'énergie?

M. Macdonald: J'ai parlé à M. George Anderson, l'avocat de Calgary, qui a rédigé ce mémoire au nom de Foothills. La lecture du mémoire donne à entendre qu'on avait des appréhensions quant au caractère des documents et à la manière dont le titre passerait à la compagnie, aux termes du projet de loi, car celui-ci diffère à certains égards de l'Alberta Surface Rights Act, avec lequel il a peut-être été confondu.

Aux termes du présent projet de loi, il y a deux façons dont la société peut obtenir un transfert de propriété lui accordant un droit de passage ou un droit de propriété inconditionnelle. Elle doit s'entendre avec le propriétaire, pour obtenir de lui un transfert de propriété qui peut être enregistré et qui lui cède ses droits. J'ai laissé entendre que la compagnie pouvait, si le propriétaire en convient, obtenir le transfert de propriété, même si l'indemnisation devait être réglée par le comité d'arbitrage, un an ou deux plus tard. Si le propriétaire refuse, l'autre solution consiste pour la société à s'adresser à l'Office national de l'énergie pour obtenir aux termes de l'article 75.26 une ordonnance dont il pourrait être fait mention sur le titre et qui viserait les droits de passage ou les droits de propriété inconditionnelle, donnerait une description du terrain, etc. Par l'enregistrement de ce document, la compagnie pourrait passer sur le terrain et construire.

Au début, je pensais que le mémoire visait à soulever le problème voulant que l'un de ces documents ou les deux ne puissent être enregistrables dans le cadre du système de l'Alberta. J'en ai donc parlé à M. Anderson et lui ai posé ces questions. Pour prendre le premier cas, à savoir la compagnie qui cherche à obtenir un transfert de propriété et où l'indemnisation est déterminée plus tard, j'ai demandé si un tel document pouvait être enregistré en Alberta et il m'a répondu que oui. Mais il m'a dit que c'était peut-être irréalisable, parce qu'aucun propriétaire foncier n'accepterait un tel marché. Par conséquent, la compagnie devrait, à défaut, se présenter devant l'office, chaque fois.

Mais avant d'aller plus loin, je parlerais du revers de la médaille. J'ai aussi demandé à M. Anderson si l'ordonnance de l'office établissant toutes les conditions visées dans un accord de passage pouvaient être enregistrées en Alberta. Il m'a dit que ce type de document pouvait l'être. Essentiellement, il m'a dit que la procédure créée par le projet de loi était fastidieuse et pourrait poser des problèmes pratiques à la société pour l'obtention du transfert de propriété nécessaire.

[Text]

We discussed briefly the Railway Act because a similar situation arises under that act. It is a two-stage procedure. The arbitration itself, the determination of compensation, may take one or two years. There is a provision under the Railway Act for the company to obtain an order in advance which gives them their easement rights and is registrable on title. It is the same situation as that which exists in Bill C-60, the only difference being the entity which issues that order. There are comments in the Foothills submission respecting the ability to come before the board with a consent to the issue of the right-of-way order, right-of-entry order. I believe that he would agree that it is still possible; that was the route they took under the Railway Act. They would get a consent from the land owner, go to the court and receive this order. I said to him that I thought the same could be done under this procedure by coming to the National Energy Board, showing a consent of the land owner and obtaining the right-of-entry order, which could then be registered. I believe that with regard to the legality of the procedures in the bill, they are workable in Alberta. Whether they are practicable, in the sense that the company may have to come to the National Energy Board for a significant number of land owners in order to receive the type of order that is contemplated by section 75.26, that is a matter which I cannot make any observations on because I am not too familiar with it.

I do believe that the procedure in the bill is workable legally. Whether or not it is the most desirable practically, I do not know. I think I satisfied him that it could work. It might involve an additional step of coming before the National Energy Board instead of the local court, but one way or the other the company would get its rights. I think that correctly summarizes my conversation with Mr. Anderson.

Senator Balfour: My only concern is that we have a workable methodology.

Mr. Macdonald: The main effect of it will be that the company can, as I mentioned, attempt to have the landowner agree to sign a conveyance, with the compensation to be decided later. Very likely, in practical terms, they will have to pay the owner advances on the compensation, because if he put the company to the step of having to obtain a right of entry order, the landowner who gained that right would be advanced the compensation.

So, I would hope that by offering the advance the company will be able to obtain a conveyance that can be registered and that they can proceed with their construction. If that proves impossible, then the net effect to the company is the 30-day delay while they serve notice on the landowner that they intend to apply to the National Energy Board. The landowner can then make written representations to the board and ultimately the board can draft the right of entry subject to the terms and conditions relating to how the company wants to get on the land. In practical terms, it may mean some additional expense, possibly, and a 30 to 35-day delay.

[Traduction]

Nous avons brièvement discuté de la Loi sur les chemins de fer, car elle avait donné lieu à une situation semblable. C'est une procédure en deux temps. L'arbitrage lui-même, l'établissement de l'indemnisation, peut demander un an ou deux. Une disposition de la Loi sur les chemins de fer stipule que la compagnie doit obtenir une ordonnance à l'avance, laquelle lui accorde ses droits de passage et peut être enregistrée. Il en est de même aux termes du bill C-60, sauf que l'organisme qui émet l'ordonnance n'est pas le même. Foothills commente dans son mémoire la possibilité de demander à l'office d'émettre l'ordonnance de passage avec le consentement du propriétaire. Je crois qu'il conviendrait que c'est toujours possible; c'est la voie qui a été empruntée aux termes de la Loi sur les chemins de fer. La société obtiendrait l'assentiment du propriétaire, se présenterait au tribunal et obtiendrait cette ordonnance. Je lui ai dit qu'à mon avis, cette procédure permettait aussi de se présenter devant l'Office national de l'Énergie, de lui communiquer le consentement du propriétaire et d'obtenir l'ordonnance relative au droit d'entrée qui pourrait, alors, être enregistrée. Je crois qu'en ce qui concerne la légalité des procédures visées au projet de loi, elles sont applicables en Alberta. Quant à savoir si elles sont réalisables, au sens où la compagnie pourrait avoir à se présenter devant l'Office national de l'Énergie, pour un nombre appréciable de propriétaires, afin de recevoir le type d'ordonnance envisagé par le paragraphe 75.26, je ne saurais dire, car je ne connais pas très bien la question.

Je crois que la procédure visée au projet de loi est légalement réalisable. Qu'elle soit la plus souhaitable, d'un point de vue pratique, je l'ignore. Je pense l'avoir convaincu qu'elle pourrait fonctionner. Elle pourrait comporter une étape supplémentaire, à savoir le fait de se présenter devant l'Office national de l'énergie plutôt qu'au tribunal local, mais d'une façon ou de l'autre, la compagnie obtiendrait ses droits. Je pense que cela résume correctement ma conversation avec M. Anderson.

Le sénateur Balfour: Je me préoccupe simplement de ce que nous ayons une méthodologie réalisable.

M. Macdonald: Son principal effet, c'est que la compagnie pourra, comme je l'ai mentionné, chercher à convaincre le propriétaire de signer un transfert de propriété, l'indemnisation devant être déterminée plus tard. Il est fort probable que, dans la pratique, elle devrait payer au propriétaire des avances sur cette indemnité. Car s'il rend la compagnie en mesure d'obtenir une ordonnance de passage, le propriétaire qui a obtenu ce droit recevrait une avance.

J'espère qu'en offrant l'avance, la compagnie pourra obtenir un transfert de propriété qui pourra être enregistré et qu'elle pourra procéder à la construction. Si cela se révèle impossible, alors la société devra attendre 30 jours, c'est-à-dire la durée du préavis donné au propriétaire de l'intention de se présenter devant l'Office national de l'énergie. Le propriétaire peut alors faire des représentations écrites à l'Office qui, en dernier ressort, peut accorder à la compagnie le droit d'entrée sous réserve de conditions concernant la façon dont elle franchira le terrain. En pratique, cela peut vouloir dire des frais supplémentaires et un délai de 30 à 35 jours.

[Text]

The Chairman: Are you satisfied? Shall the title carry?

Senator Thériault: Did you cover clause 75.19(1)(f)?

The Chairman: We went back to that and carried it a moment ago.

Senator Thériault: Were you satisfied, Senator Adams?

Senator Adams: Not really.

The Chairman: Shall the title carry?

Hon. Senators: Carried.

The Chairman: Shall I report the bill as amended?

Hon. Senators: Agreed.

The Chairman: There are two further items, the first being the representations by Foothills on the Trans Quebec and Maritimes Pipeline with respect to the date of proclamation. I shall draw their representations to the attention of the government. Secondly, there was a suggestion made by Senator Riley that we have a chance to review the regulations before proclamation. I shall draw that to the attention of the government.

If there is no other business before the committee, I adjourn the meeting.

The committee adjourned.

[Traduction]

Le président: Êtes-vous satisfait? Le titre est-il adopté?

Le sénateur Thériault: Avez-vous traité de l'alinéa 75.19(1)f)?

Le président: Nous y sommes retournés et l'avons adopté il y a un instant.

Le sénateur Thériault: Étiez-vous satisfait, sénateur Adams?

Le sénateur Adams: Pas vraiment.

Le président: Le titre est-il adopté?

Des voix: Adopté.

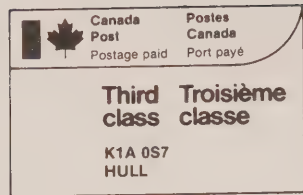
Le président: Dois-je faire rapport du projet de loi dans sa forme modifiée?

Des voix: Adopté.

Le président: Il y a deux autres points, le premier étant les représentations de Foothills à l'égard du Trans Quebec and Maritimes Pipeline, relativement à la date de proclamation. Je les communiquerai au gouvernement. Deuxièmement, il y a une proposition du sénateur Riley voulant que nous ayons l'occasion d'examiner le règlement avant la proclamation. Je la transmettrai au gouvernement.

S'il n'y a pas d'autres questions à étudier, je lève la séance.

La séance est levée.



If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Printing Office,
Supply and Services Canada,
45 Sacré-Coeur Boulevard,
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7

En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:
Imprimerie du gouvernement canadien,
Approvisionnement et Services Canada,
45, boulevard Sacré-Coeur,
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7

WITNESS—TÉMOIN

The Honourable H. A. (Bud) Olson, P.C., Minister respon-
sible for the Northern Pipeline Agency.

L'honorable H. A. (Bud) Olson, c.p., ministre responsable
de l'Administration du pipe-line du Nord.



First Session
Thirty-second Parliament, 1980-81-82

Première session de la
trente-deuxième législature, 1980-1981-1982

SENATE OF CANADA

SÉNAT DU CANADA

*Proceedings of the Special
Committee of the Senate on the*

*Délibérations du comité
spécial du Sénat sur le*

Northern Pipeline

Pipe-line du Nord

Chairman:
The Honourable EARL A. HASTINGS

Président:
L'honorable EARL A. HASTINGS

Tuesday, February 9, 1982

Le mardi 9 février 1982

Issue No. 16

Fascicule n° 16

1st Proceedings on:
Offshore Transportation Study

Premier fascicule concernant:
L'étude du transport offshore

APPEARING:

COMPARAÎT:

The Honourable H. A. (Bud) Olson, P.C., Minister of
State for Economic Development and Minister
responsible for the Northern Pipeline Agency

L'honorable H. A. (Bud) Olson, c.p., ministre d'État
chargé du Développement économique et ministre
responsable de l'Administration du pipe-line du Nord

WITNESS:
(See back cover)

TÉMOIN:
(Voir à l'endos)

SPECIAL COMMITTEE OF THE SENATE
ON THE NORTHERN PIPELINE

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*
The Honourable Paul Lucier, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

| | |
|----------|------------|
| Adams | Lucier |
| Austin | Molgat |
| Balfour | Nurgitz |
| Bielish | *Perrault |
| Bonnell | Riley |
| Cottreau | Sherwood |
| Doody | Thériault |
| Guay | Tremblay |
| Hastings | Williams |
| Hays | Yuzyk—(21) |
| Langlois | |

**Ex Officio Member*

(Quorum 5)

COMITÉ SPÉCIAL DU SÉNAT SUR
LE PIPE-LINE DU NORD

Président: L'honorable Earl A. Hastings
Vice-président: L'honorable Paul Lucier

Les honorables sénateurs:

| | |
|----------|------------|
| Adams | Lucier |
| Austin | Molgat |
| Balfour | Nurgitz |
| Bielish | *Perrault |
| Bonnell | Riley |
| Cottreau | Sherwood |
| Doody | Thériault |
| Guay | Tremblay |
| Hastings | Williams |
| Hays | Yuzyk—(21) |
| Langlois | |

**Membre d'office*

(Quorum 5)

ORDER OF REFERENCE

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate, Thursday, July 10, 1980:

"The Honourable Senator Frith moved, seconded by the Honourable Senator Petten:

That a special committee of the Senate be appointed

(1) to inquire into any matter relating to the planning and construction of the pipeline for the transmission of natural gas from Alaska and Northern Canada described, in *An Act to establish the Northern Pipeline Agency, to facilitate the planning and construction of a pipeline for the transmission of natural gas from Alaska and Northern Canada and to give effect to an Agreement between Canada and the United States of America on principles applicable to such a pipeline and to amend certain Acts in relation thereto*, Chapter 20, Statutes of Canada 1977-78,

(2) to consider, in particular, all reports, orders, agreements, regulations, directions, recommendations and approvals referred to in the said Act, and

(3) to report to the Senate thereon at least once in each session of Parliament during the period of the planning and construction of the pipeline;

That the papers and evidence received and taken on the subject in the three preceding sessions be referred to the Committee;

That the Committee be authorized to examine and report upon the enhanced recovery technology of petroleum and natural gas and matters related thereto;

That, if there is a motion to that effect, bills, messages, petitions, inquiries, papers and other matters relating to petroleum and natural gas generally, including

- (i) petroleum and natural gas transmission,
- (ii) petroleum and natural gas administration, and
- (iii) the exploration, production and conservation of petroleum and natural gas,

shall be referred to the Committee; and

That the Committee have power to send for persons, papers and records, to examine witnesses, to print such papers and evidence from day to day as may be ordered by the Committee and to adjourn from place to place in Canada.

After debate, and—

The question being put on the motion, it was—
Resolved in the affirmative."

ORDRE DE RENVOI

Extrait des Procès-verbaux du Sénat, le jeudi 10 juillet 1980:

«L'honorable sénateur Frith propose, appuyé par l'honorable sénateur Petten,

Qu'un comité spécial du sénat soit constitué

(1) pour enquêter sur toute question relative à la planification et à la construction d'un pipe-line servant au transport du gaz naturel de l'Alaska et du Nord canadien, décrit dans la *Loi créant l'Administration du pipe-line du Nord visant à faciliter la planification et la construction d'un pipe-line servant au transport du gaz naturel de l'Alaska et du Nord canadien, donnant effet à l'Accord entre le Canada et les États-Unis d'Amérique sur les principes applicables à ce pipe-line et modifiant certaines lois en conséquence*, chapitre 20, Statuts du Canada, 1977-78;

(2) pour étudier, en particulier, tous les rapports, décrets, accords, règlements, instructions, recommandations et autorisations se rapportant à ladite loi; et

(3) pour en faire rapport au Sénat au moins une fois pendant chaque session au cours de la période de planification de construction du pipe-line;

Que les témoignages entendus et les documents recueillis à ce sujet au cours des trois sessions précédentes soient déférés au comité;

Que le comité soit autorisé à étudier les techniques améliorées de récupération du pétrole et du gaz naturel et les sujets connexes et à faire rapport à ce sujet;

Que lui soient déférés, s'il y a une motion à cet effet, les projets de loi, messages, pétitions, demandes de renseignements, documents et autres questions concernant le pétrole et le gaz naturel en général, notamment

- (i) la transmission du pétrole et du gaz naturel;
- (ii) l'administration du pétrole et du gaz naturel; et
- (iii) l'exploration, la production et la conservation du pétrole et du gaz naturel; et

Que le comité soit autorisé à convoquer des personnes, à exiger la production de documents et de dossiers, à interroger des témoins et à faire imprimer au jour le jour les documents et les témoignages que le comité pourra requérir, et à se réunir à divers endroits au Canada.

Après débat,

La motion, mise aux voix, est adoptée.»

Le greffier du Sénat

Robert Fortier

Clerk of the Senate

MINUTES OF PROCEEDINGS

TUESDAY, FEBRUARY 9, 1982
(27)

[Text]

The Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline met this day at 1:48 p.m., the Chairman, the Honourable Earl A. Hastings, presiding.

Members of the Committee present: The Honourable Senators Adams, Balfour, Bielish, Cottreau, Guay, Hastings, Langlois, Molgat, Riley and Yuzyk. (10)

In attendance: Linda McGreevy, Administrative Assistant to the Committee; and Sonya Dakers, Research Officer, Research Branch, Library of Parliament.

Appearing: Honourable H. A. (Bud) Olson, P.C., Minister of State for Economic Development and Minister responsible for the Northern Pipeline Agency.

The Committee proceeded to its Offshore Transportation Study.

The Chairman made an opening statement and then introduced the Hon. H. A. (Bud) Olson, P.C.

The Minister made an opening statement and was questioned thereon.

At 3:05 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

ATTEST:

PROCÈS-VERBAL

LE MARDI 9 FÉVRIER 1982
(27)

[Traduction]

Le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord se réunit aujourd'hui à 13 h 48 sous la présidence de l'honorable Earl A. Hastings.

Membres du Comité présent: Les honorables sénateurs Adams, Balfour, Bielish, Cottreau, Guay, Hastings, Langlois, Molgat, Riley et Yuzyk. (10)

Aussi présents: Linda McGreevy, adjoint administratif du Comité et Sonya Dakers, chargée de recherches, service de recherche, Bibliothèque du Parlement.

Comparait: L'honorable H. A. (Bud) Olson, c.p., ministre d'État chargé du Développement économique et ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord.

Le Comité met en délibération son étude du transport offshore.

Le président fait une déclaration d'ouverture et présente ensuite l'honorable H. A. (Bud) Olson, c.p.

Le ministre fait une déclaration d'ouverture et répond aux questions.

A 15 h 05, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

ATTESTÉ:

Le greffier du Comité

Eric W. Innes

Clerk of the Committee

EVIDENCE

Ottawa, Tuesday, February 9, 1982

[Text]

The Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline met this day at 1.30 p.m. to study its Order of Reference (Offshore Transportation Study).

Senator Earl A. Hastings (*Chairman*) in the Chair.

The Chairman: Honourable senators, in calling the meeting to order I should first of all like to draw to your attention some staff changes which we have made since our meetings last fall. We have with us now Mrs. Linda McGreevy who will be serving as administrative assistant to the committee in our present and future work. I should also like to tell you that Mr. Eric Innes, an old friend of the Senate, has been brought back from retirement to serve temporarily while staffing problems are being resolved in the committees branch.

We welcome you both, and look forward to working with you.

We commence today, honourable senators, our examination of offshore transportation of hydrocarbons. You will note that I have used the expression "offshore", because in preparing for our meetings, and discussing them with those concerned, we have learned that one really cannot discuss Arctic transportation in isolation, any more than one can discuss Beaufort transportation in isolation. The problems and concerns of one area of Canada are similar to the problems and concerns of other areas, as is always the case with this country. We shall seek authority to amend our mandate to examine offshore transportation, which, for the benefit of the members of the committee from the maritimes, will include that area of Canada.

I think our examination is going to be timely; certainly, as this is where the action is going to be in the future, it is going to be informative and exciting for members of the committee, as Canadians, and particularly those most closely affected—northerners and the people of the maritimes—face the concerns, problems and challenges in the development of these areas of Canada.

I think it is fitting that the Senate of Canada will in some small measure contribute solutions to the problems and issues in these regions.

It is fitting also that we have as our first witness the Minister of State for Economic Development, who will outline to us the responsibilities of this department with respect to regional development. We welcome you again, Senator Olson.

I think the minister has an opening statement to make.

Hon. H. A. Olson, Minister of State for Economic Development: Thank you very much, Mr. Chairman.

I would like to begin by setting out a number of things. I want to deal, for example, with transportation from my perspective. I want to talk very briefly about an up-date respecting the northern Alaska gas pipeline, and, if I may, give you a very brief view of some of the changed responsibilities that you referred to earlier, Mr. Chairman.

TÉMOIGNAGES

Ottawa, le mardi 9 février 1982

[Traduction]

Le Comité spécial du Sénat sur les pipe-lines du Nord se réunit aujourd'hui à 13 h 30, pour étudier son ordre de renvoi (Étude du transport offshore).

Le sénateur Earl A. Hastings (*président*) occupe le fauteuil.

Le président: Honorables sénateurs, avant de commencer, je vous signale certains changements que nous avons apportés dans le personnel depuis l'automne dernier. Nous sommes heureux d'accueillir M^{me} Linda McGreevy, qui sera dorénavant l'adjoint-exécutif du Comité. J'aimerais également vous signaler que M. Eric Innes, un ami de longue date du Sénat qui était à la retraite, a repris temporairement ses activités, en attendant que les problèmes de personnel soient réglés au sein des comités.

Nous vous souhaitons la bienvenue et nous serons heureux de travailler avec vous.

Nous abordons aujourd'hui, honorables sénateurs, l'étude du transport des hydrocarbures au large des côtes. Vous remarquerez que j'ai utilisé l'expression «au large des côtes», parce que lors de la préparation des réunions et de nos discussions avec les intéressés, nous avons appris qu'il est impossible de dissocier la question du transport dans l'Arctique de celle du transport dans la Mer de Beaufort. Comme il arrive toujours au Canada, les problèmes d'une région s'apparentent à ceux des autres. Nous essaierons d'obtenir l'autorisation de modifier notre mandat, qui consiste à étudier le transport au large des côtes et qui, dans l'intérêt des membres du comité originaires des Maritimes, s'étend à cette région du Canada.

Je crois que notre examen arrive à point; puisque c'est là que la partie va se jouer à l'avenir, il sera à la fois instructif et intéressant pour les membres du Comité, en tant que Canadiens, et, plus précisément, ceux qui sont directement concernés, c'est-à-dire les habitants du Nord et des Maritimes, qui se heurteront aux problèmes que présente l'exploitation de ces régions.

Il convient, je crois, que le Sénat du Canada soit appelé, dans une certaine mesure, à trouver des solutions aux problèmes liés au développement de ces régions.

Notre premier témoin, quoi de plus normal, est le ministre d'État au Développement économique, qui nous exposera les responsabilités assumées par son ministère en matière de développement régional. Encore une fois, sénateur Olson, nous vous souhaitons la bienvenue.

Le ministre veut, je crois, faire une déclaration préliminaire.

L'honorable H. A. Olson, ministre d'État au Développement économique: Merci beaucoup, Monsieur le président.

J'aimerais d'abord discuter d'un certain nombre de questions. Par exemple, je voudrais vous exposer mon point de vue sur la question du transport, vous mettre à jour sur le projet du gazoduc de la route de l'Alaska et enfin discuter brièvement quelques changements en matière de responsabilités, dont vous avez fait mention plus tôt, monsieur le président.

[Text]

Transportation will undoubtedly be one of the most important technical challenges to the development of our offshore and frontier resources. The next several years will be critical to the evolution of systems and infrastructure necessary to exploit these resources. I must compliment this committee on having the foresight to address this issue at this time.

The magnitude of the investment required to develop these resources could be truly enormous, and individual projects will tend to be very large. These so-called "megaprojects" provide an important focus for this committee since they comprise, by definition, projects involving expenditures in excess of \$100 million each. I would be surprised if any projects in the frontier and offshore failed to qualify as megaprojects; that is, by that definition.

There have been several estimates of the sizable investments required for very large projects that it is anticipated will come on stream in the decades ahead. As you know, the Major Projects Task Force on Major Capital Projects, in their June, 1981, report, put their total value at some \$440 billion through the year 2000. A full 87 per cent of this represents investment in energy related projects. Investment in the frontier and offshore could approach 15 per cent of this total, largely driven by hydrocarbon development. The Office of Industrial and Regional Benefits of the Department of Industry, Trade and Commerce has prepared a more recent "major capital projects inventory" which is slightly less speculative in that it focuses on projects already publicly announced which are planned to commence before 1990. This inventory will be continually updated and represents one element of an evolving federal strategy to get a handle on megaprojects. I have brought along copies for those of you who might be interested.

If I may, I would like to provide you with a very brief status report on what is certainly one of the largest frontier projects to date. I am referring, of course, to the Alaska highway gas pipeline project.

The committee will recall that at the end of last year, the U.S. Congress approved a series of waivers which had been put forward by President Reagan and requested by the pipeline sponsors. These amendments to the enabling legislation were considered essential if private financing was to be secured.

Following approval of the waiver package, the pipeline sponsors have begun a further round of discussions with the producers and the financial community with a view to concluding financing arrangements by the spring. I understand that these negotiations are progressing satisfactorily and the sponsors are fully confident their efforts will prove fruitful.

These considerable efforts should allow the project to be completed and in operation in late 1986 or 1987.

The critical element in the construction timetable is the gas conditioning plant at Prudhoe Bay. As committee members may recall, the components or modules for the plant will be built in the lower 48 states and shipped by barge to Prudhoe Bay. There are—at most—two months during the summer in

[Traduction]

Le transport sera sans aucun doute un des plus importants défis techniques qu'il faudra relever pour exploiter les ressources, au large des côtes et dans les régions pionnières. La situation, au cours des prochaines années, sera critique, car il faudra mettre au point les systèmes et l'infrastructure nécessaires à l'exploitation de ces ressources. Je tiens à féliciter le Comité pour la prévoyance dont il a fait preuve à cet égard.

Il faudra, sans aucun doute, investir des sommes énormes pour exploiter ces ressources, étant donné l'énergie de chacun des projets. Ces «megaprojets», comme on les appelle, constituent une question importante pour le Comité, car ils englobent tous, par définition, des dépenses de plus de \$100 millions. Je serais étonné d'apprendre que les projets d'exploitation des ressources dans les régions pionnières et au large des côtes ne soient pas, par définition, considérés comme des megaprojets.

On a risqué plusieurs prévisions sur les investissements requis pour les megaprojets que l'on prévoit réaliser au cours des prochaines décennies. Comme vous le savez, le Groupe consultatif des megaprojets canadiens sur les investissements d'envergure a conclu, dans son rapport de juin 1981, que la valeur totale des megaprojets dépassera les \$440 milliards d'ici l'an 2000. Quatre-vingt-sept p. 100 de cette somme sera consacrée aux projets énergétiques. Les mises de fond pour les projets d'exploitation, dans les régions pionnières et au large des côtes, s'élèveraient à 15 p. 100, en raison de l'importance des programmes d'exploitation des hydrocarbures. Le Bureau des retombées industrielles et régionales du ministère de l'Industrie et du Commerce a préparé, pour les grands projets d'investissement, une liste plus récente et moins spéculative, qui fait état de projets déjà connus qui devraient être mis en chantier avant 1990. Cette liste, qui sera continuellement mise à jour, fait partie de la nouvelle stratégie fédérale, qui consiste à exercer un contrôle sur les megaprojets. J'en ai apporté des exemplaires pour les intéressés.

J'aimerais également vous faire un bref compte rendu sur le plus grand projet d'exploitation qui ait été entrepris jusqu'ici dans les régions pionnières: celui du gazoduc de la route de l'Alaska.

Le Comité se souvient sans doute qu'à la fin de l'année dernière, le Congrès américain a approuvé une série de conditions posées par le président Reagan, à la demande des sociétés qui participent aux projets de pipe-line. Les modifications apportées aux règlements en vigueur étaient jugées essentielles pour obtenir des fonds de sociétés privées.

À la suite de l'approbation de la déclaration d'abandon, les promoteurs du pipeline ont entrepris une nouvelle série de discussions avec les producteurs et la collectivité financière, pour conclure, d'ici le printemps, des arrangements en vue du financement. Je crois comprendre que ces discussions progressent de façon satisfaisante et les promoteurs ont bonne confiance en leur heureuse conclusion.

Le projet devrait ainsi être terminé et le pipeline en mesure de fonctionner, fin de 1986 ou 1987.

L'élément critique dans le calendrier de construction est l'usine de conditionnement de gaz de Prudhoe Bay. Les membres du comité se souviendront que les éléments ou modules de cette usine seront construits aux États-Unis et acheminés par chaland à Prudhoe Bay. Les chalands ne disposent que de deux

[Text]

which barges can get into the area around Point Barrow. If the sponsors are to place these orders for the plant this spring, they will first need to secure financing and receive final certification from the federal Energy Regulatory Commission.

In the meantime, construction of southern segments of the pipeline is continuing. The western leg has had gas flowing through its system since October 1, 1981. Before shutting down for the winter, the eastern leg was 77 per cent completed in the United States and 67 per cent finished in Canada. Work will resume in the spring and we should see surplus gas from Alberta flowing to the midwestern U.S. in September of this year.

The Alaska gas pipeline project demonstrates a characteristic inherent in frontier resource projects; that is the fact that the transportation component of these investments will be substantial. The reasons are clear. The word "frontier" implies not only distant but also suggests that the route from source to market will be difficult and expensive to traverse. Let me briefly describe for you another recent example—the Norman Wells project.

We estimate that of the \$1 billion plus required for this project, some \$600 million will be used to develop the oil field and a further \$400 million to construct the pipeline to deliver the oil to existing pipelines.

This level of investment, I would remind you, is required to add some 28,000 barrels per day to the domestic oil supply base—really a modest amount in comparison with national consumption rates of about 1.8 million barrels per day, but indicative of the extent to which modest production levels can lever very substantial investments. It also puts in perspective the magnitude of the investment required to attain our goal of oil self-sufficiency by 1990.

Let me just dwell on the Norman Wells project for a moment to give you some indication of the importance of such projects to the economy. Production from Norman Wells will help displace imported oil, thereby reducing our foreign exchange requirements by some \$400 million per year. The proponents—that is, Esso Resources and Interprovincial Pipeline Ltd.—have estimated that some \$900 million, roughly 90 per cent of total project costs, could be spent in Canada during the construction phase 1983-85, and there will be continuing annual expenditures of the order of \$8 million and the creation of at least 150 permanent jobs in the north. In addition, this will stimulate industrial economic activity throughout the country—line pipe steel manufactured in the west, compressors in central Canada, and so on.

Industrial benefits associated with major projects represent one of their more important attributes and the reason they were featured so prominently in the document known as "Economic Development for Canada in the 1980s," which was tabled with the budget in November of this year. I believe that economic activity derived from resource development can be the engine of economic growth through the 1980s. However,

[Traduction]

mois d'été, tout au plus, pour atteindre la région de Point Barrow. Si les promoteurs doivent placer leurs commandes pour l'usine ce printemps, ils leur faudra d'abord obtenir le financement et recevoir l'accréditation définitive de la Federal Energy Regulatory Commission.

Dans l'intervalle, la construction des tronçons sud du pipeline se poursuit. Le tronçon ouest du réseau fonctionne déjà depuis le 1^{er} octobre 1981. Avant l'arrêt des travaux pour l'hiver, la construction du tronçon de l'est était à 77 p. 100 terminée, aux États-Unis, et à 67 p. 100, au Canada. Les travaux reprendront ce printemps et le surplus de gaz de l'Alberta devrait atteindre le midwest américain en septembre, cette année.

Le projet du gazoduc de l'Alaska démontre une caractéristique inhérente des projets concernant les ressources des régions neuves: l'importance des frais de transport. La raison est claire. Le mot «frontière» n'implique pas seulement une idée de «distance» mais aussi que l'acheminement, depuis la source jusqu'au marché, sera difficile et onéreux. Permettez-moi de vous exposer brièvement un exemple récent—le projet Norman Wells.

Nous estimons qu'il faudra, pour ce projet, plus de 1 milliard de dollars, dont quelque 600 millions de dollars seront utilisés pour le développement du gisement pétrolier et de 400 millions de dollars pour la construction du pipeline qui acheminera le pétrole vers les pipelines existants.

Ce niveau d'investissement est, je vous le rappelle, nécessaire, pour ajouter quelques 28,000 barils de pétrole par jour à l'approvisionnement national de base, quantité vraiment modeste, par rapport aux taux nationaux de consommation qui sont d'environ 1.8 million de barils par jour, mais qui nous indique, toutefois, combien de modestes niveaux de production appellent de capitaux et nous laisse entrevoir les investissements qui seront nécessaires pour atteindre notre objectif d'auto-suffisance pétrolière, d'ici 1990.

Permettez-moi de prendre comme exemple le projet Norman Wells pour vous montrer l'importance d'un tel projet pour l'économie. La production de Norman Wells aidera à remplacer le pétrole importé, réduisant de ce fait nos opérations de change étranger de quelque 400 millions de dollars par an. Les auteurs—c'est-à-dire Esso Resources et Interprovincial Pipeline Ltd.—ont estimé que quelque 900 millions de dollars, en gros 90 p. 100 du coût total du projet, pouvaient être dépensés au Canada, pendant la phase de construction de 1983-1985, et que l'on continuera à dépenser chaque année quelque 8 millions de dollars, créant de ce fait au moins 150 emplois permanents dans le Nord. De plus, l'activité économique nationale s'en trouvera stimulée—tuyaux d'acier fabriqués dans l'Ouest du Canada, compresseurs dans le centre, et ainsi de suite.

Les avantages industriels que rapportent les projets importants constituent l'un de leurs principaux attributs et expliquent l'importance qu'on leur accorde dans le document intitulé Développement économique du Canada pour les années 1980, qui a été déposé avec le budget au mois de novembre de cette année. Je crois que l'activité économique découlant du développement des ressources peut être le moteur de la crois-

[Text]

just as engines require a suitable operating regime to perform their proper function, megaprojects will have to be developed in an environment which ensures that they meet national and regional objectives. This is certainly true, for example, if we are to foster an acceptable regional distribution of economic benefits.

Offshore and frontier development will create significant opportunities for economic activity in all regions of Canada, including those regions where economic activity is often most difficult to encourage. Indeed, many of the potential resource development prospects are close to relatively disadvantaged parts of this country; for example, Hibernia and Sable Island off the east coast and the Beaufort and Arctic Islands in the north. While the range of economic opportunities to be realized in different regions of the country will depend on a variety of factors, certain types of activity are clearly most competitively provided from regions closest to the development. This basic economic consideration will help "host regions" to derive benefits from development, and the federal government will actively assist in developing competitive suppliers and training local manpower to ensure that they do not miss important opportunities.

Economic activities and industrial opportunities associated with frontier resource development will depend heavily on the transportation mode selected. Northern hydrocarbons delivered by tanker will represent substantially different opportunities from those generated by pipeline delivery. A determination of which transportation mode is most appropriate for any given project may be extremely difficult, and this difficulty becomes more pronounced when one is confronted with the cumulative implications of several developments in the same region. We see, for example, that companies operating in the north and the offshore have different views as to which transportation mode is appropriate. While each may be justified in advocating its particular option, the government is confronted with the larger problem of having to ensure that the transportation mode selected is fully consistent with a longer term resource development strategy. This committee might wish to provide the government with advice about the factors to be considered in choosing amongst the various alternatives to deliver frontier and offshore resources.

In order to deliver maximum benefits from resource development, we will have to identify, carefully assess and select from the opportunities available. We will also have to develop the instruments which will allow us to realize the opportunities which we decide to exploit. One important selection criterion will be the long term comparative economic advantage and the long term domestic requirements associated with specific opportunities. We will also want to develop domestically the technology required for offshore resource development projects and which is relatively unique to our national requirements. An example is technology associated with extracting, processing and transporting resources from the north. Finally, we will

[Traduction]

sance économique au cours des années 1980. Toutefois, tout comme un moteur exige un régime convenable pour bien fonctionner, les méga-projets devront être développés dans un environnement garantissant qu'ils satisfont aux objectifs nationaux et régionaux. Il en est certainement ainsi, si nous voulons, par exemple, encourager une répartition régionale acceptable des avantages économiques.

L'exploitation des gisements sous-marins et frontaliers fournira des occasions importantes d'activité économique dans toutes les régions du Canada, y compris dans celles qui sont particulièrement défavorisées à cet égard. En fait, bon nombre des gisements permettant le développement éventuel des ressources sont situés au voisinage de régions relativement désavantagées du pays, par exemple Hibernia et l'Île au Sable, au large de la côte est, de Beaufort et des Îles de l'Arctique au nord. Bien que les possibilités économiques devant être réalisées dans différentes régions du Canada dépendent de divers facteurs, certaines sont manifestement plus concurrentielles, dans les régions les plus proches de l'exploitation. Ces considérations économiques de base aideront les «régions d'accueil» à retirer des profits de l'exploitation et le gouvernement fédéral aidera activement à trouver des fournisseurs concurrentiels et à former la main-d'œuvre locale, pour s'assurer qu'ils ne laissent pas échapper des occasions importantes.

Les activités économiques et les possibilités industrielles associées à l'exploitation des ressources frontalières dépendront, dans une grande mesure, du mode de transport choisi. Les hydrocarbures du nord, livrés par pétrolier, fourniront des possibilités très différentes de celles de la livraison par pipeline. Il peut être extrêmement difficile de déterminer quel mode de transport convient le mieux pour un projet donné et cette difficulté s'accroît encore, lorsqu'on se heurte aux implications cumulatives de plusieurs exploitations dans la même région. Nous voyons par exemple que les sociétés qui exploitent vers le nord et au large ont des opinions différentes quant au mode de transport le plus indiqué. Bien que chacune puisse avoir raison de préconiser un choix particulier, le gouvernement se heurte au problème, plus vaste, de veiller à ce que le mode de transport choisi soit pleinement compatible avec une stratégie d'exploitation des ressources à plus long terme. Le présent comité aimerait peut-être conseiller le gouvernement, sur les facteurs qu'il conviendrait de prendre pour choisir parmi les différents moyens de livrer les ressources situées dans les zones frontalières et au large.

Pour retirer des bénéfices maxima de l'exploitation des ressources, nous devons, soigneusement identifier, évaluer, et choisir parmi les possibilités offertes. Nous devrons également développer les instruments qui nous permettront de mener à bien les exploitations choisies. Un critère important de sélection sera constitué par les avantages économiques et les besoins nationaux à long terme, associés à des possibilités données. Nous désirons également développer au Canada la technologie nécessaire pour les projets d'exploitation des ressources des fonds sous-marins, laquelle est relativement unique dans nos besoins nationaux. On en trouve un exemple dans la technologie associée à l'extraction, au traitement et au transport des

[Text]

have to be mindful of capital and manpower constraints and capabilities.

To reiterate, it is not in our interest to pursue all opportunities. We will have to be selective. This selection process will be difficult and, indeed, constitutes an important part of our industrial benefits strategy. I would suggest that this committee could make an important contribution to this process if, following these hearings, it were to develop views on which transportation systems and associated technologies may be required and which might profitably be developed in Canada.

We must be committed to developing our resources in the most economically efficient way consistent with broader national objectives. What we need is a strategy which ensures fair and full access to provision of Canadian goods and services and which ensures that a capability is in place that allows us to capitalize on access.

Prospective resource development projects will create significant manpower requirements which, in many instances, will be very specific and will vary from project to project. Many have questioned whether the Canadian labour force will be able to supply these requirements. One important first step will be an accurate assessment and projection of manpower needs. Secondly, we will have to ensure that institutions and programs evolve which will encourage the Canadian labour force to move to meet these requirements. Both of these steps will be extremely difficult, but the alternative of having unfilled job opportunities together with high unemployment would be completely unacceptable.

We have, basically, two options to meet our employment requirements. We can import the necessary skills we lack or we can undertake to develop them here in Canada. In practice, both options will likely be blended in a practical solution to the problem. We, as a nation, need to decide where we wish to apply our human resources. The government has already signalled its intent to move in this important area. For example, my colleague, the Honourable Lloyd Axworthy, has recently outlined proposals for a new national training program which will be designed to meet the skill needs of the 80s.

Given the forward agenda of megaprojects, it is clear that, even if a small percentage of them are initiated in the next decade, it could result in substantial competition for goods, services and manpower resources and a consequent overheating of some segments of the economy and labour market.

Timing of resource development projects is a complex issue. Co-ordinating project activities in time will be an important strategy to avoid boom and bust cycles often associated with megaproject activity. However, timing considerations have many more dimensions. For example, timing will depend on the perceived requirement for a resource as it relates to market prospects and national policy objectives, including economic

[Traduction]

ressources du nord. Pour terminer, nous devons tenir compte des contraintes et des capacités en matière de capitaux et de main-d'œuvre.

Je répète donc qu'il n'est pas dans notre intérêt d'exploiter toutes les possibilités. Il nous faudra choisir. Ce processus de sélection sera difficile et constituera, en fait, un élément important de notre stratégie en matière de bénéfices industriels. Je suis d'avis que le présent comité pourrait apporter une contribution importante à ce processus si, à la suite de ces audiences, il pouvait exposer des opinions relativement aux systèmes de transport et aux technologies connexes qui pourraient s'avérer nécessaires et être développés avantageusement au Canada.

Nous devons nous efforcer de développer nos ressources de la façon la plus efficace et la plus économique, en harmonie avec des objectifs nationaux plus vastes. Nous avons besoin d'une stratégie qui donne équitablement et pleinement accès aux biens et services canadiens, tout en nous permettant d'en tirer profit.

Les projets sur les perspectives de développement des ressources contribueront à créer d'importants besoins en main-d'œuvre. Dans de nombreux cas, ces besoins seront très précis et varieront d'un projet à l'autre. Beaucoup de gens se sont demandés si la main-d'œuvre canadienne suffira à la tâche. Un premier pas important sera la juste évaluation et la projection des besoins en main-d'œuvre. Un deuxième sera de veiller à ce que les institutions et les programmes évoluent de façon à encourager la main-d'œuvre canadienne à se déplacer pour satisfaire ces besoins. Ces deux mesures seront extrêmement difficiles à assurer, mais il serait parfaitement inacceptable d'avoir à la fois des postes non pourvus et un chômage élevé.

Fondamentalement, nous avons deux options pour satisfaire nos besoins en main-d'œuvre. Nous pouvons importer les connaissances techniques nécessaires dont nous manquons, ou entreprendre de les développer ici, au Canada. En pratique, il est probable que les deux options seront combinées pour solutionner de façon pratique le problème. En tant que nation, nous devons décider où nous voulons affecter nos ressources humaines. Le gouvernement a déjà signalé son intention d'intervenir dans ce domaine important. Par exemple, mon collègue, l'honorable Lloyd Axworthy, a récemment exposé des propositions en vue d'un nouveau programme national de formation, qui serait conçu pour satisfaire les besoins en compétence des années 1980.

Étant donné les mégaprojets futurs, il est manifeste que, même si un faible pourcentage d'entre eux est entrepris au cours de la prochaine décennie, il pourrait en résulter une concurrence importante quant aux biens, services et ressources en main-d'œuvre, ainsi qu'une activité excessive de certains secteurs de l'économie et du marché du travail.

La détermination du moment opportun pour entreprendre des projets d'exploitation des ressources est une question complexe. La coordination des travaux au moment opportun constituera une stratégie importante pour éviter les cycles de boom et de crise économiques, souvent reliés aux méga-projets. Cependant, cette détermination du moment opportun comporte d'autres variables. Elle dépendra, par exemple, de la

[Text]

benefits considerations and regional impacts. Relative timing of specific projects may well have important implications for decisions on how offshore resources are to be transported.

Finally, let me provide you with a brief overview of the federal decision-making process as it relates to resource development and the role of key departments in this process. I will conclude by outlining the role of my department in this process with particular reference to the recent departmental reorganization.

As you can imagine, the approval process for any frontier resource development project will be extremely complicated. For example, in the case of the Arctic Pilot Project which is currently before the National Energy Board, listing steps required in the regulatory approval process would require several pages. These steps range from initial applications for rights of way through several interdepartmental reviews, reference to cabinet of NEB's recommendations and, should the project be approved, application for and negotiation of specific permits and licences required by the project.

While many departments are involved in such projects, let me just mention those with the most substantial roles. The Department of Indian Affairs and Northern Development has a responsibility for co-ordinating the activities of all federal departments and agencies operating in the north, for undertaking, promoting and recommending policies and programs for the future economic and political development in the north. This department will clearly have an important role to play in frontier resource development, particularly north of 60 degrees latitude. Offshore hydrocarbon development south of 60 degrees, with the proclamation of the Canada Oil and Gas Act, becomes the primary concern of the Department of Energy, Mines and Resources. The Minister of EMR, through this act, will have the authority to oversee and manage hydrocarbon development, including authority to issue exploration and development permits.

The Territories which comprise the north and offshore have been designated Canada lands in the National Energy Program and this terminology is carried forward in implementing legislation. In order to more effectively administer resource development on Canada lands, both DIAND and EMR intend to pool their resources under the Canada Oil and Gas Lands Administration, COGLA, which will have operational responsibilities for managing these resources.

The new Department of Regional Industrial Expansion will also have a substantial role to play, particularly in the field of megaprojects. A top DRIE priority will be to concentrate the federal government's efforts to derive industrial benefits from such projects. The Office of Industrial and Regional Benefits, established in August, will be strengthened. The office's role is that of seeking to ensure that the megaprojects make maximum possible use of Canadian planning skills, project de-

[Traduction]

demande de certaines ressources, suivant les perspectives du marché et les objectifs de la politique nationale, y compris les avantages économiques et les répercussions régionales. La détermination relative du moment opportun pour l'exploitation de projets déterminés peut fort bien influencer considérablement sur le mode de transport des ressources au large des côtes.

Enfin, permettez-moi de vous exposer brièvement le processus décisionnel fédéral qui présidera à l'exploitation des ressources et au rôle des ministères clés, et que je ferai suivre d'un aperçu du rôle que joue mon ministère dans ce processus, surtout dans la récente réorganisation ministérielle.

Comme vous pouvez l'imaginer, le processus d'approbation de tout projet d'exploitation des ressources des régions frontalières sera extrêmement compliqué. Ainsi, dans le cas du projet pilote de l'Arctique, que l'Office national de l'énergie étudie actuellement, la liste des étapes prévues au processus réglementaire d'approbation couvrirait plusieurs pages. Ces étapes s'appliquent aux demandes initiales de droit de passage, aux études interministérielles, au renvoi au Cabinet des recommandations de l'Office national de l'énergie et, advenant l'approbation du projet, à la demande et aux négociations en vue de l'obtention des permis et licences requises pour le projet.

Beaucoup de ministères sont en cause, mais permettez-moi de citer les plus importants. Le ministère des Affaires indiennes et du Nord est chargé de coordonner toutes les activités des ministères et des organismes fédéraux dans le Nord et d'entreprendre, promouvoir et recommander des politiques et des programmes en vue du développement économique et politique du Nord. Il est clair que ce ministère jouera un rôle important dans l'exploitation des ressources des régions frontalières, particulièrement au Nord du soixantième degré de latitude. L'exploitation des hydrocarbures au large situées au sud du 60° degré relève principalement du ministère de l'Énergie des Mines et des Ressources, depuis la proclamation de la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada, qui confèrera au ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources le pouvoir de surveiller et diriger l'exploitation des hydrocarbures, y compris celui de délivrer des permis d'exploration et d'exploitation.

Les Territoires qui comprennent le nord et la zone située au large des côtes ont été désignés comme terres du Canada dans le Programme énergétique national, et cette terminologie a été adoptée dans la loi. Afin d'administrer plus efficacement l'exploitation des ressources sur les terres du Canada, les ministères des Affaires indiennes et du Nord et celui de l'Énergie, des Mines et des Ressources, ont réuni leurs ressources dans l'Administration des terres pétrolières et gazières du Canada, de qui relèvera la direction de l'exploitation de ces ressources.

Le nouveau ministère de l'Expansion industrielle régionale aura aussi un rôle important à jouer, particulièrement dans le domaine des mega-projets. Une priorité du MEIR sera de concentrer les efforts du gouvernement fédéral en vue de tirer des avantages sur le plan industriel de ces projets. Le Bureau des retombées industrielles régionales, établi en août, sera renforcé. Son rôle consiste à veiller à ce que les mega-projets utilisent au maximum les aptitudes canadiennes à la planification.

[Text]

velopment ability and capacity for further processing of resources.

Let me conclude by describing for you briefly the functions of my department. It is really not a department; it is a ministry. I wish to state that now, because we do not now and we do not intend in the future to administer any programs at all. Ours is a co-ordinating function and, indeed, that may be relevant to your future deliberations.

To begin with, the primary function of the Ministry of State for Economic and Regional Development, MSERD, is to provide secretariat services to the cabinet Committee on Economic and Regional Development, which I chair. This committee comprises all "economic" departments of the federal government, including Transport, EMR, Agriculture, Fisheries and so on. The committee takes collective decisions in policy areas as defined by mandates of member departments and has responsibility for the economic development and energy envelopes which, collectively, will represent expenditures in the order of \$10.6 billion in 1982-83. Accordingly, any new policy, program or expenditure proposal which these departments wish to bring forward will be discussed in this committee with decisions being taken and resources, particularly financial resources, being allocated as appropriate. Since many of the departments with key roles to play in offshore development are members of the committee, it will be an extremely important element of the total federal decision-making process.

Because of the evolving complexity associated with approving and administering resource development projects, there has been significant pressure on us to simplify approaches to government. The concept of a single window—a term used in the Alberta Canada Energy Pricing and Taxation Agreement and by the Northern Pipeline Agency—has come to symbolize this approach. This concept has gained further support from the recently announced departmental reorganization. More specifically, the government has announced its intent to appoint project directors to cut red tape and avoid unnecessary delays in project planning, approval and completion. These people will be appointed by cabinet and attached to my new Ministry of State for Economic and Regional Development. These appointments would be made in the case of complex projects requiring close co-ordination at the local and regional level among several departments and agencies, as well as with other governments and the private sector. The director would work closely with provincial governments and the private sector to ensure rapid and effective federal responses to any emerging difficulties and bottlenecks. The director's role would vary from one of co-ordination to one of administering delegated authority from departments in a region.

[Traduction]

tion, à l'exploitation du projet ainsi qu'à une plus grande capacité de transformation des ressources.

Permettez-moi de conclure en vous exposant brièvement les fonctions de mon ministère, qui est en réalité un nouveau ministère. Je veux mettre les choses au point maintenant, parce que nous n'administrons pas de programmes et que nous n'entendons pas le faire. Nous avons un rôle de coordination, particularité qui, effectivement, pourrait vous être utile au cours de vos délibérations.

D'abord, la première fonction du Ministère d'État à l'expansion économique et régionale, le MEER, est de fournir les services de secrétariat au Comité du Cabinet sur l'expansion économique et régionale, dont je suis le président. Ce Comité comprend tous les ministères «à vocation économique» du gouvernement fédéral, dont les ministères des Transports, de l'Énergie des Mines et des Ressources, et de l'Agriculture, des Pêches et ainsi de suite. Le Comité prend des décisions collectives dans les politiques définies par les mandats des ministères, et il est responsable des secteurs de l'expansion économique et de l'énergie qui, collectivement, représenteront des dépenses de l'ordre de 10.6\$ milliards en 1982-1983. En conséquence, toute nouvelle politique, programme ou proposition de dépenses que ces ministères désirent présenter fera l'objet d'une discussion par ce comité; les décisions seront prises et les ressources, particulièrement les ressources financières, seront réparties comme il convient. Étant donné le nombre de ministères membres du comité jouant un rôle clé dans l'exploitation des ressources au large des côtes, ce comité sera un élément extrêmement important dans l'ensemble du processus décisionnel fédéral.

En raison de la complexité des méthodes d'approbation et d'administration des projets d'exploitation des ressources, on a exercé sur nous des pressions considérables pour simplifier les méthodes nous permettant de nous mettre en rapport avec le gouvernement. La notion visant la création d'un organisme unique—mise de l'avant dans l'Entente entre le gouvernement du Canada et celui de l'Alberta sur la fixation des prix et la taxation des ressources énergétiques ainsi que par l'Administration du pipeline du Nord—symbolise cette méthode. Cette notion a pris de l'ampleur à la suite de l'annonce récente visant la réorganisation ministérielle. Plus précisément, le gouvernement a annoncé son intention de nommer des directeurs de projet, en vue d'éliminer les procédures administratives et les délais inutiles dans la planification, l'approbation et la réalisation des projets. Ces personnes seront nommées par le cabinet et feront partie de mon nouveau ministère d'État à l'Expansion économique régionale. Ces nominations auront lieu dans le cas de projets complexes exigeant une coordination rigoureuse aux niveaux local et régional parmi un grand nombre de ministères et organismes, de même qu'avec d'autres gouvernements et le secteur privé. Le directeur devra travailler en étroite collaboration avec les gouvernements provinciaux et le secteur privé, afin d'assurer une action rapide et efficace du gouvernement fédéral face à toutes difficultés ou problèmes particuliers qui surgiront. Le rôle du directeur consistera à coordonner et exercer les pouvoirs qui lui sont dévolus par les différents ministères dans une région.

[Text]

I hope, Mr. Chairman, that these brief comments will be useful to you in your deliberations on the important issues before you. Again I commend you for having embarked on this important process at this time.

The Chairman: Thank you, Mr. Minister. If I may, I will pose the first question to you. First I should like to refer to a press release by the Prime Minister with respect to the function of your ministry. He said that you will operate in a highly-decentralized way with senior executives located in each province to provide direct and convenient access to the federal government and to ensure co-ordination of federal departments on the ground and give cabinet direct and immediate access to information on regional needs and opportunities.

I presume in this respect the Territories will be regarded as provinces within the function of your ministry. In that light, could you outline exactly how this regional executive will interface with EMR, DIAND and Environment, say, in Yellowknife on a major project in the Yukon? How would the office interface with the Government of the Yukon?

Hon. Mr. Olson: It is our intention to open ten offices, one in each of the ten provinces. But you did not ask me about that. You asked me about one of the Territories.

The Chairman: I asked if you regard the Territories as provinces in this respect.

Hon. Mr. Olson: It may be. That would mean we would have to increase the number to 12 offices—small offices, mind you. In respect of what we expect the senior officers—perhaps at the assistant deputy minister level—in each of those offices to do, I think I have to distinguish between major projects and the administration of some policy or program that has been announced, because these offices are intended to perform a co-ordinating function on both counts. With respect to a major project, let us take as an example a major project in the Yukon Territories requiring co-ordination between the Department of Indian Affairs and Northern Development, the Department of Energy, Mines and Resources and perhaps the Department of Transport. It would be hoped that the officer could give us advice when we are designing the delivery of the federal government service for that major project so that we could put that into the cabinet decision to begin with. He will also have the capability, if necessary, to designate or appoint a senior project officer, or something like that. We must be careful in the use of our terminology there, because, when we refer to a project manager there, we are referring to the management of the federal government services required for the project. He is not to manage the project *per se*. His task would be to make sure that all the departments do in fact consult with each other out in the region, if you like, and to send back reports to our ministry, MSERD, so that we will know first-hand what is happening at the scene in the region.

We have already had some experience with that, Mr. Chairman, in both Alberta and British Columbia. To give you one example, in Alberta, dealing with the Alsands Project, we are

[Traduction]

J'espère, M. le Président, que ces brèves observations vous seront utiles au cours des délibérations sur ces questions importantes. Encore une fois, je vous félicite d'avoir, en ce moment, entamé ce processus d'une grande importance.

Le président: Merci, monsieur le ministre. Si vous me le permettez, je vais vous poser la première question. J'aimerais d'abord me reporter à un communiqué de presse du Premier ministre concernant le rôle de votre ministère. Le Premier ministre a déclaré que votre tâche sera très décentralisée, travaillant avec l'aide des hauts fonctionnaires de chaque province, pour faciliter l'accès direct du gouvernement fédéral, assurer la coordination des ministères fédéraux sur place et ménager, un accès direct et immédiat aux données relatives aux besoins et aux possibilités régionales.

Je suppose qu'à cet égard les Territoires seront considérés comme provinces en ce qui concerne le rôle de votre ministère. À ce sujet, pourriez-vous nous dire exactement comment cet exécutif régional pourra intervenir auprès du ministère de l'Énergie des mines et des ressources, de celui des Affaires indiennes et du Nord, et de l'Environnement, disons, à Yellowknife, au sujet d'un projet important dans le Yukon.

L'honorable M. Olson: Nous avons l'intention d'ouvrir dix bureaux, un dans chaque province. Mais ce n'est pas ce que vous m'avez demandé. Vous m'avez posé une question concernant les Territoires.

Le président: Je vous ai demandé si, à cet égard, vous considérez les Territoires comme provinces.

L'honorable M. Olson: Peut-être. Mais alors, il nous faudrait douze bureaux—des petits bureaux. Quant au rôle que nous espérons y voir assumer les hauts-fonctionnaires—peut-être au niveau des sous-ministres—il faudra, selon moi, établir une distinction entre les projets d'envergure et l'administration de certaines politiques ou programmes qui ont été annoncés, parce que ces bureaux auront pour tâche de coordonner les deux. En ce qui concerne les projets d'envergure, prenons simplement un important projet dans les Territoires du Yukon, exigeant la coordination entre le ministère des Affaires indiennes et du Nord, celui de l'Énergie des Mines et des Ressources et peut-être le ministère des Transports. Il est à espérer que le fonctionnaire pourra nous donner des conseils au moment de la planification des services du gouvernement fédéral à l'égard de ces projets, afin que nous puissions en tenir compte, en premier lieu, dans la décision du Cabinet. Il aura aussi le pouvoir, si nécessaire, de désigner ou de nommer un agent supérieur de projet, ou autre. Il faut ici soigner la terminologie parce que, lorsque nous parlons d'un directeur de projet, nous entendons aussi l'administration des services du gouvernement fédéral qui lui sont nécessaires. Il n'est pas, en soi, directeur du projet. Il veillera, si vous voulez, à assurer la consultation entre tous les ministères dans la région et à faire rapport à notre ministère, le ministère d'État à l'expansion économique régionale, pour l'instruire des progrès réalisés.

Nous avons déjà retiré à ce sujet, Monsieur le président, une certaine expérience en Alberta et en Colombie-Britannique. Par exemple: le projet Alsands en Alberta; notre ministère n'y

[Text]

not the lead ministry, nor do we intend to be, in negotiating the total package with the Alberta government or indeed with the consortium of companies. There is a large number of so-called non-price issues involved in that, involving environmental considerations, employment and manpower considerations and several others. Bruce Rawson is already out there. He has been since September. He became deeply involved in an attempt to co-ordinate the federal departments for that project and also to develop a higher level of consultation with the provincial officials. We were pleasantly surprised to see that they brought us a lot of solutions rather than problems that needed to be sorted out in Ottawa.

The Chairman: Then would you foresee the project director being named before or after the provincial process has been completed?

Hon. Mr. Olson: I would think that we would want to try to make the appointment as early as possible, so I think we would have to know that the project is going forward. But, certainly, very soon after we know that the project is going forward, we would want to have a project manager for the federal government services that are expected in the development of the project.

The Chairman: And as in the window approach, do you foresee, for example, the National Energy Board vacating its responsibility or its authority to this manager, or will the person simply be a co-ordinator?

Hon. Mr. Olson: I think that the person would act primarily as a co-ordinator. For example, you mentioned the National Energy Board; they, of course, have already received their authority. There is a designated officer in the Northern Pipeline Agency who exercises some of the authority that has been delegated by the government or by Parliament to the National Energy Board.

With respect to the activities of the Northern Pipeline Agency, in some cases authority which lies with the Minister of Indian Affairs and Northern Development or, for example, with the Minister of the Environment, has been delegated to the Northern Pipeline Agency and so administered. I can see this process being repeated on specific major projects from time to time.

Senator Guay: Mr. Chairman, I thank the minister for the information he has provided to the committee today. I think it is a wonderful brief. However, without prejudice and without really complaining to the minister, I think it would be helpful if members of the committee could be provided with these briefs at least a day before the witness appears before the committee in order that we may evaluate it and come up with pertinent questions. Certainly, I am sure it is very difficult for most people to grasp everything in a brief in the few moments during the committee proceedings.

Hon. Mr. Olson: Mr. Chairman, the brief was probably distributed to the committee early today or just before the meeting, but I had not finally decided what I would say until mid-morning today. I had certain other preoccupations last week.

[Traduction]

mène pas le jeu, et nous ne voulons pas qu'il le fasse, dans les négociations de l'entente globale avec le gouvernement de l'Alberta, et certainement pas avec le consortium des compagnies. Il y a un grand nombre de questions extérieures à l'établissement des prix, et qui touchent aux problèmes relatifs à l'environnement, à l'emploi et à la main-d'œuvre, et à beaucoup d'autres. Bruce Rawson est déjà sur les lieux depuis septembre. Il s'est engagé à fond dans la coordination du travail des divers ministères fédéraux et aussi à favoriser une plus grande consultation avec les fonctionnaires provinciaux. Nous avons observé avec plaisir qu'ils ont signifié à Ottawa un grand nombre de solutions plutôt qu'un grand nombre de problèmes.

Le président: Prévoyez-vous alors que le directeur du projet soit nommé, avant ou après que le processus provincial soit terminé?

L'honorable M. Olson: Nous essaierons, je crois, de procéder à la nomination aussi tôt que possible et il nous faudrait donc savoir si le projet est en voie de réalisation. Sitôt après, nous aimerions avoir un directeur de projet pour les services du gouvernement fédéral qui sont prévus dans la mise en œuvre du projet.

Le président: Prévoyez-vous, par exemple, que l'Office national de l'énergie cède à ce directeur ses responsabilités ou son autorité, ou s'il ne sera qu'un coordonnateur?

L'honorable M. Olson: Je pense que ce directeur sera avant tout un coordonnateur. Par exemple, vous avez mentionné l'Office national de l'énergie qui, déjà, est revêtu de son autorité. Il y a, dans l'Administration du pipe-line du Nord, un fonctionnaire désigné qui exerce une partie de l'autorité déléguée par le gouvernement ou par le Parlement à l'Office national de l'énergie.

En ce qui concerne les activités de l'Administration du pipe-line du Nord, l'autorité que détient le ministre des Affaires indiennes et du Nord ou, par exemple, le ministre de l'Environnement a, dans certains cas, été déléguée à l'Administration du pipe-line du Nord et est administrée par elle. Je peux imaginer ce processus comme étant appliqué, de temps à autre, à d'importants projets particuliers.

Le sénateur Guay: Monsieur le président, je remercie le ministre de l'information qu'il a aujourd'hui communiquée au Comité. Je pense que c'est un excellent mémoire. Cependant, sans parti pris et sans vraiment me plaindre au ministre, je pense qu'il serait utile que les membres du Comité reçoivent ces mémoires une journée au moins avant que le témoin comparaisse, afin que nous puissions les évaluer et poser des questions pertinentes. Il est très difficile pour la plupart d'entre nous de saisir la portée d'un mémoire, dans la brève durée des séances du Comité.

L'honorable M. Olson: Monsieur le président, le mémoire a probablement été distribué au Comité plus tôt, aujourd'hui, ou juste avant la réunion, mais je n'avais pas vraiment décidé de ce que je dirais avant midi. J'ai été retenu par d'autres occupations la semaine dernière.

[Text]

Senator Guay: Mr. Chairman, I also understand that Senator Olson could have very easily spoken off the cuff as opposed to preparing a brief.

The Chairman: I should say, Senator Guay, that it is our procedure to ask for the briefs a week in advance and that future witnesses have promised to comply with our request.

Senator Guay: Mr. Chairman, I have two questions pertaining to this paper. My first one refers to the top of page eight where you say that this committee might wish to provide the government with similar advice in regard to choosing amongst the alternatives to deliver frontier and offshore resources. Taking that into consideration, the committee would not only have to find its own information, but it should also be provided with the information that has already been provided to the cabinet committee which is studying this particular matter. Would that be the case?

Hon. Mr. Olson: I think that in cases where different bodies are provided with the same background information, many times they come up with different conclusions.

Senator Guay: We would still seek out our own information, but I think that it would be helpful to know what the other committee is considering so that we may make an appropriate evaluation.

Hon. Mr. Olson: I am not quite sure exactly what you are asking. If you are asking that all the information contained in cabinet committee documents be provided, I can tell you that I have no authority to give you that information. But with regard to the background, factual information, I do not know that that information would be any different than the information which the committee would obtain.

Senator Guay: My second question pertains to your comments on page 10 of the brief in the second paragraph regarding necessary skills. I am fully aware of the problems regarding the shortage of engineers, scientists and so on in this particular field. You make reference on page 10 to the possibility of importing such professionals. Are there any negotiations going on—and I know that some reference was made to this matter at the First Ministers' Conference last week, but there was nothing conclusive—between the federal government and the provinces to encourage the provinces to provide such training for Canadians? If such negotiations are going on, what kind of incentives are being provided, and, if not, what are the problems we face if we do not provide Canadians with the opportunity to qualify for jobs in these particular fields in which there is a great demand? While on a trip to Alberta and other points last summer, most of the engineers I met were from out of the country, and it seems to me we are missing a good opportunity to educate our own people.

Hon. Mr. Olson: Mr. Chairman, I did mention that we import some professionals, and I believe that we do a little of both, but I can tell you that the supply of highly-trained technical people in some of these areas, even through immigration procedures, is drying up. Therefore, this alternative is no longer a viable option, notwithstanding the problem that we have at home with high levels of unemployment because we do

[Traduction]

Le sénateur Guay: Je crois savoir que le sénateur Olson aurait tout aussi bien s'exprimer de façon improvisée, plutôt que de rédiger un mémoire.

Le président: Je dois préciser, sénateur Guay, qu'il est de règle pour le comité d'exiger des mémoires une semaine d'avance et que les témoins futurs ont promis de s'y conformer.

Le sénateur Guay: Monsieur le président, j'ai deux questions à poser au sujet de ce document. La première se rapporte au haut de la page huit, lorsque vous dites que notre Comité pourrait peut-être fournir au gouvernement des avis analogues, pour choisir parmi les possibilités de délivrer des ressources des régions pionnières et du large des côtes. Tenant compte de cela, le comité devrait non seulement trouver sa propre information, mais on devrait également lui fournir l'information qui a déjà été transmise au Comité du Cabinet qui étudie cette question particulière. En serait-il ainsi?

L'honorable M. Olson: Je pense que, dans les cas où des organismes différents reçoivent les mêmes éléments de base, ils arrivent très souvent à des conclusions différentes.

Le sénateur Guay: Nous essaierions quand même d'obtenir notre propre information, mais je pense qu'il serait utile de savoir ce qui est à l'étude par l'autre Comité, afin de pouvoir faire une évaluation appropriée.

L'honorable M. Olson: Je ne suis pas très sûr de comprendre ce que vous demandez. Si vous voulez que toute l'information contenue dans les documents du Comité du Cabinet vous soit fournie, je peux vous dire que je n'ai aucune autorité pour vous la transmettre. Et quant aux antécédents, l'information factuelle, je ne sais pas si elle sera différente de celle que le Comité obtiendrait.

Le sénateur Guay: Ma deuxième question porte sur vos commentaires, page dix du mémoire, deuxième paragraphe, concernant les aptitudes nécessaires. Je suis tout à fait au courant de la pénurie d'ingénieurs, de scientifiques, et ainsi de suite, dans ce domaine en particulier. Vous avez fait mention, à la page dix, de la possibilité de faire venir ces professionnels de l'étranger. Des négociations ont-elles lieu—et je sais qu'il en a été question la semaine dernière lors de la conférence des Premiers Ministres, mais il n'y a rien eu de définitif—entre le gouvernement fédéral et les provinces, pour encourager les provinces à fournir cette formation à des Canadiens? si de telles négociations ont lieu, quelles sortes de stimulants seront fournis et, quels sont les problèmes auxquels nous nous heurterons, si nous ne fournissons pas aux Canadiens l'occasion de se qualifier pour des emplois dans ces domaines particuliers où les spécialistes sont en grande demande? La plupart des ingénieurs que j'ai rencontrés, lors d'un voyage en Alberta et ailleurs, l'été dernier, venaient de l'étranger, et il me semble que nous ratons une bonne occasion d'éduquer les nôtres.

L'honorable M. Olson: Monsieur le président, j'ai dit que nous importons quelques professionnels, et je crois que nous faisons un peu des deux, mais je peux vous dire que le nombre de personnes ayant une haute formation technique dans certains de ces domaines, même par le biais de l'immigration, est en voie de diminution. Par conséquent, cette possibilité n'est plus une option viable, nonobstant le problème que nous

[Text]

not have the people with the right skills. We are trying very hard to reach some kind of agreement with the provinces which have the primary responsibility for education, to change the number of spaces being made available for engineers in all the fields of engineering, perhaps, even as they relate to some of the other spaces that are provided for other professions throughout the education system. For example, we have situations now where people are in fact going to university, obtaining a bachelor of arts degree or whatever and then going to a technical school to obtain training so that they can get a job.

Also, unless we have a very significant increase in the number of categories from the technical level right up to the professional level, there will not be an adequate number of teachers. I believe that some of the provinces concerned have taken sincere steps to make adjustments, but the fact of the matter is that the graduation of people with the critical skills is not adequate in our view to meet the needs. We are spending nearly \$900 million on training now. It is not a question of putting more money into the field, it is a question, I believe, of spending that money more effectively.

As you all know, the federal government does not set the curriculum. We simply buy the spaces and pay for the training, and we also pay a very substantial amount of the post-secondary education, which averages about 58 per cent in total, and it varies from province to province.

This is a very sensitive area to the provinces. They believe that the federal government should not impose itself into the area of setting curriculums or designating spaces that are available. The Minister of Employment and Immigration has expressed a very deep concern that there should be some changes in the emphasis so that we can meet the demand for critical skills.

With regard to my responsibility as the Minister of Economic Development in looking at this matter, there are all kinds of studies, all of which come to the same conclusion, that the critical skills shortage in some of these higher technical areas will become more and more acute. Not quite one year ago, I met with representatives of all the provincial governments and, indeed, with representatives from business and labour in all the provincial capitals, and we were not very long into the discussions on economic development before this problem of shortages in these areas surfaced as one of the major problems in meeting and coping with potential economic development in this country.

Senator Guay: We have been aware of this for such a long time. Is there any particular reason it is so difficult to cope with? Are finances the main reason?

Hon. Mr. Olson: Well, it could be. Finance is always a consideration, that I am sure of; but it is not the only reason. It is a matter of making more appropriate use of the financing that is now going into post-secondary education.

[Traduction]

présente chez nous un niveau élevé de chômage, parce que nous n'avons pas les gens qui possèdent les aptitudes requises. Nous nous efforçons d'atteindre une sorte d'accord avec les provinces, auxquelles incombe avant tout la responsabilité de pourvoir et modifier le nombre de postes prévus pour les ingénieurs, dans tous les domaines de l'ingénierie, et peut-être même, ceux qui se rapportent à certaines autres professions, par l'intermédiaire du système d'éducation. Par exemple, il se présente maintenant des cas où les personnes qui ont été à l'université, et y ont obtenu un baccalauréat ès arts ou autre, s'adressent ensuite à une école technique pour obtenir la formation qui leur permettra d'avoir un emploi.

A moins que nous n'ayions une augmentation très importante du nombre des catégories au niveau technique jusqu'au niveau professionnel, il n'y aura pas assez d'enseignants. Je crois que certaines des provinces intéressées ont vraiment pris des mesures de rajustement, mais le nombre de diplômés ayant les aptitudes voulues n'est pas suffisant, à notre avis, pour répondre aux besoins. Nous dépensons près de \$900 millions pour la formation en ce moment. Il ne s'agit pas d'en dépenser plus, mais de le dépenser mieux.

Comme vous le savez tous, le gouvernement fédéral n'établit pas le programme des études. Nous achetons simplement les espaces libres et payons pour la formation et nous payons également un montant très important pour l'enseignement post-secondaire, qui couvre environ 58p. 100 au total et qui varie d'une province à l'autre.

C'est un problème très délicat pour les provinces. Elles croient que le gouvernement fédéral ne devrait pas imposer ses vues dans l'élaboration des programmes d'étude, ou dans la désignation des espaces qui sont disponibles. Le ministre de l'Emploi et de l'Immigration a exprimé la préoccupation très grave qu'il doive y avoir des changements dans l'importance qu'on accorde aux divers cours, afin que nous puissions répondre à la demande de compétences spéciales.

En ce qui concerne ma responsabilité, en qualité de ministre de l'Expansion économique, si nous examinons cette question, nous voyons que tous genres d'études ont été effectuées et qu'elles en sont toutes arrivées à la même conclusion, c'est-à-dire que la pénurie de compétences spéciales dans certains de ces domaines hautement techniques s'accroîtra de plus en plus. Il y a un peu moins d'un an, j'ai rencontré des représentants de tous les gouvernements provinciaux, ainsi que des représentants du secteur des affaires et de la Main-d'œuvre, dans toutes les capitales provinciales, et la discussion sur l'expansion économique était à peine commencée que ce problème de pénurie dans ces domaines faisait surface, prenant l'allure d'une des plus importants moyens propres à résoudre ce problème du potentiel d'expansion économique au Canada.

Le sénateur Guay: Nous le savons depuis si longtemps. Pourquoi ce problème est-il si difficile à résoudre? La principale raison est-elle d'ordre financier?

L'honorable M. Olson: Elle pourrait bien l'être. Que les finances soient toujours un motif, je n'en doute pas, mais ce n'est pas le seul. C'est une question de mieux utiliser les sommes qui sont versées maintenant pour l'enseignement postsecondaire.

[Text]

Senator Balfour: With respect to the Alaska Highway gas pipeline, on page 4 you allude to the probability of surplus gas moving from Alberta to the midwestern U.S. by September. Can you indicate the volume of gas you would anticipate moving and whether the export of that gas has been approved?

Hon. Mr. Olson: The export permit has been granted by the National Energy Board.

Senator Balfour: Do you know what the volume would be?

Hon. Mr. Olson: I do not think anyone here could give us the exact figure. I think it will be 800 million cubic feet when running to capacity. It may not be that in 1982 but, over the six-year life span of the export permit that was granted, it will reach 800 million. I am not sure that they are up to full capacity now, but the western leg will be carrying about 240 million cubic feet.

Senator Balfour: Has the 800 million cubic feet been contracted?

Hon. Mr. Olson: Yes, I think it has been.

Senator Adams: Mr. Chairman, I would refer to Senator Olson's comments regarding the construction at Norman Wells which is planned for 1983 through to 1985. He mentioned that 150 jobs would be created for local construction workers. Would those jobs be available only during the construction seasons?

Hon. Mr. Olson: The 150 jobs which I mentioned will be permanent jobs and will be available after the project is fully operational. There will be substantially more than 150 jobs during the construction season.

The construction will be in two areas. One would relate to the actual construction of the pipeline itself from Norman Wells down into northwestern Alberta, and the other, as I pointed out, will relate to the rather large development of the field itself where not all the holes have been drilled out because there has not been a market for that gas.

Senator Adams: You were asked a question concerning the expansion of your offices. I believe you now have nine or ten offices, and you intend to open one or two more in the Yukon and in the Northwest Territories. How many people will be required to man those offices?

Hon. Mr. Olson: All across the country they will be very small offices. Generally they will provide jobs for three to five people and one fairly senior officer. This will vary from one province to another. The variation will not only depend on the size of the population of the province or territory; it will depend on how much federal activity is taking place from time to time.

As an example, it may be that for a while we will need a rather larger office in Prince Edward Island because we have already started to move into the Phase III development program in that province. Even though it has a relatively small population, there is a lot of federal involvement. While that Phase III development project is being completed, we may

[Traduction]

Le sénateur Balfour: En ce qui concerne le pipeline de la route de l'Alaska vous parlez, à la page 4, de la probabilité d'excédents de gaz étant dirigés de l'Alberta vers les États du Midwest américain en septembre. Pouvez-vous indiquer le volume que vous entendez transporter et voulez-vous nous dire si l'exportation de ce gaz a été approuvée?

L'honorable M. Olson: Le permis d'exportation a été accordé par l'Office national de l'énergie.

Le sénateur Balfour: Savez-vous de quelle quantité il s'agit?

L'honorable M. Olson: Nul, ici ne peut vous donner, je crois, de chiffre exact. Peut-être 800 millions de pieds cubes, à pleine capacité. Cela ne sera peut-être pas en 1982 mais, au cours des six années que durera le permis d'exportation qui a été accordé, le volume atteindra 800 millions. Je ne suis pas certain que le pipeline travaille maintenant à pleine capacité, mais celle du tronçon de l'Ouest sera d'environ 240 millions de pieds cubes.

Le sénateur Balfour: Les 800 millions de pieds cubes ont-ils fait l'objet d'un contrat?

L'honorable M. Olson: Oui, je le pense.

Le sénateur Adams: Monsieur le président, je me rapporte aux commentaires du sénateur Olson concernant la construction reliée à Norman Wells, qui est prévue pour 1983-1985. Il a mentionné que 150 emplois seraient créés pour les travailleurs de construction locale. Ces emplois ne seraient-ils disponibles que durant les saisons de construction?

L'honorable M. Olson: Les 150 emplois dont j'ai parlé seront des postes permanents et seront disponibles après que le projet sera devenu complètement opérationnel. Il y aura beaucoup plus de 150 emplois durant la saison de construction.

Les travaux de construction auront lieu dans deux domaines. L'un se rapporterait à la construction même du pipeline de Norman Wells, jusqu'au nord-ouest de l'Alberta et l'autre, comme je l'ai souligné, se rapportera à l'expansion plutôt grande du domaine même où tous les trous n'ont pas été forés, parce qu'il n'y avait pas de marché pour ce gaz.

Le sénateur Adams: On s'est posé une question concernant l'expansion de vos bureaux. Je crois que vous avez maintenant 9 ou 10 bureaux et vous avez l'intention d'en ouvrir deux de plus au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest. Combien de personnes devront être employées dans ces bureaux?

L'honorable M. Olson: Il y aura de très petits bureaux partout au pays. En général, ils fourniront des emplois de trois à cinq personnes et approximativement un fonctionnaire principal. Cela variera d'une province à l'autre. La variation ne dépendra pas seulement des dimensions de la population de la province ou du territoire; elle dépendra du montant d'activité fédérale qui aura lieu de temps à autre.

Par exemple, il se peut que, pendant un certain temps, nous ayons besoin d'un bureau plus important à l'Île du Prince-Édouard, parce que nous avons déjà commencé la phase III du programme de développement dans cette province. Même si la population est relativement faible, le fédéral y joue un rôle important. Durant cette phase III du projet de développement,

[Text]

need a slightly large number of people than we will need when it is completed.

In other locations such as Alberta or Newfoundland, where there may be a megaproject under way, it may require us to have some additional personnel while that is being planned and, indeed, administered. The sizes of the offices will vary but, generally speaking, we will have rather small offices in all provinces.

Senator Adams: You mentioned that the Norman Wells project would cost somewhere around \$1 billion. In the Northwest Territories there are various Indian organizations such as the National Indian Brotherhood. Is there any communication between your department and the Department of Indian Affairs and Northern Development concerning claims and royalties which may be due to the Indian peoples in connection with the oil and gas in the ground at the site of Norman Wells?

Hon. Mr. Olson: I do not believe that the Norman Wells project or, indeed, the Alaska Highway gas pipeline project will form the basis of any solutions to the Indian claims in those areas. We are not directly involved in trying to settle any claims, although many federal government representatives are involved. I do not think there is a direct relationship. I am aware that there are some people in the country who believe there ought to be a direct relationship.

As far as I am concerned, whether I agree with it personally or not, that is not part of our function.

Senator Molgat: On page 8 of your brief, you invite us to offer advice to the government concerning the factors to be considered in choosing from the various alternatives. At this point I presume the government has conducted studies. Can you tell us which studies have been undertaken and how far those have gone?

Hon. Mr. Olson: I do not think I could give you a list right off the top of my head. Obviously there has been some consideration given by companies or consortia of companies and so on to almost all the factors. For example, in connection with the oil coming out of the Beaufort Sea, I know that Dome Petroleum believes that a large portion of it, initially, ought to be taken out by tankers with ice-breaking capability. Others are of the view that there ought to be a pipeline alongside or parallel to the Dempster Lateral gas pipeline which will be coming out of that area. We have to consider those views.

I am not sure what is currently being presented to the National Energy Board, but I believe some views are being expressed in connection with the Arctic Pilot Project. This project involves condensed or liquefied natural gas which, of course, requires tankers with some capability to cope with ice conditions. As you know, some consideration is also being given to the construction of a pipeline out of the so-called mid and high Arctic areas.

I do not think anyone has knowledge of all the information emanating from the background studies. I think some more work needs to be done both on the technical side of back-

[Traduction]

il nous faudra peut-être un personnel un peu plus nombreux que lorsque la phase sera terminée.

Dans d'autres endroits comme l'Alberta ou Terre-Neuve, où il peut y avoir un projet très important en cours, il se peut que nous devions fournir du personnel supplémentaire pendant qu'il est prévu et, en fait, administré. Les dimensions des bureaux varieront mais, en général, nous aurons des bureaux plutôt petits dans toutes les provinces.

Le sénateur Adams: Vous avez dit que le projet Norman Wells coûterait environ 1 milliard de dollars. Dans les Territoires du Nord-Ouest il y a différents organismes indiens, comme la Fraternité des Indiens du Canada. Votre ministère et celui des Affaires indiennes et du Nord se consultent-ils sur les revendications et les redevances qui peuvent être dues aux peuples indiens, en rapport avec le pétrole et le gaz, sur le terrain situé à Norman Wells?

L'honorable M. Olson: Je ne crois pas que le projet Norman Wells ou, même, le projet de pipeline de gaz de la route de l'Alaska, formeront la base de quelques solutions aux revendications indiennes dans ces régions. Nous ne participons pas directement au règlement des revendications, même si de nombreux représentants du gouvernement fédéral s'en occupent. Je ne pense pas qu'il y ait une relation directe, mais je sais qu'il y a, au Canada, quelques personnes qui croient qu'il devrait y en avoir une.

Quant à moi, que je sois d'accord personnellement ou non sur ce point, ne fait pas partie de mes fonctions.

Le sénateur Molgat: A la page 8 de votre mémoire, vous nous invitez à offrir des conseils au gouvernement concernant les facteurs dont il faudra tenir compte en faisant un choix. Jusqu'ici, je présume que le gouvernement a mené des études. Pouvez-vous nous dire quelles études ont été entreprises et où elles en sont?

L'honorable M. Olson: Je ne le crois pas être en mesure de vous donner ainsi une liste, de mémoire. Il va de soi que des études ont été faites par les sociétés ou les consortiums de sociétés, et ainsi de suite, de presque tous les facteurs. Par exemple, je sais que la Dome Petroleum croit qu'une grande quantité de pétrole de la Mer de Beaufort doit, en premier lieu, être transportée dans des bateaux-citernes construits comme des brise-glaces. Selon d'autres, il devrait y avoir un pipeline, longeant ou parallèle au pipeline de gaz de Dempster Lateral, qui sortira de cette région. Nous devons tenir compte de ces opinions.

Je ne suis pas sûr de ce qui est actuellement présenté à l'Office national de l'énergie, mais je pense que certaines opinions ont été exprimées en rapport avec le projet pilote de l'Arctique. Ce projet comprend du gaz naturel condensé ou liquéfié qui, évidemment, nécessite des citernes ayant une certaine capacité pour faire face aux conditions de glace. Comme vous le savez, on examine aussi la construction d'un pipeline, dans les régions de l'Arctique qu'on appelle moyennes et élevées.

Je ne pense pas que personne soit au courant de toute l'information qui émane des études sur le sujet. Il est nécessaire, je crois, d'explorer plus avant l'aspect technique des

[Text]

ground studies as well as applying some judgment leading to recommendations. That is the suggestion which I made.

Senator Molgat: We share the northern environment with Russia. Have the Russians conducted studies or have they projects in place and do we have access to their information so that we will know what they have been doing?

Hon. Mr. Olson: Obviously, some work has been done on the mainland, but I am not sure whether the Soviet Union has any projects in place on the archipelago, where there are land and sea conditions along with cold temperatures and ice.

I really do not know the answer to the question of how much technology they have that is ahead of ours, but I think that there are some people around who do have that information. I do not have it with me.

Senator Molgat: I did not expect you to have it with you today.

Hon. Mr. Olson: I do not have any background knowledge of the technology that they may have developed. I tend to believe, however, that Canada is probably in the forefront of developing technology dealing with the transportation of hydrocarbons out of the Arctic.

Senator Yuzyk: Mr. Minister, it appears from your paper that the government is headed in the direction of the single window concept, at least that is what I gather because you end on that point. How far has the government considered the single window concept, and has it considered the disadvantages of this concept in developing these vast frontier and offshore resources?

Hon. Mr. Olson: We have developed that to a fairly high degree as a result of the Alaska Highway gas pipeline project. That, of course, was contained in the legislation which was passed by the Parliament of Canada, and as far as I can determine, that has been highly successful. I do not know whether you could say that we did it on and *ad hoc* basis, but the BC Coal project involved a number of government departments, such as DREE, the Department of Transport, through the National Harbors Board, because of the increased railway capacity requirements, and the Department of Indian Affairs and Northern Development was involved because of Canada's responsibility to the native peoples residing in that area. The Department of Employment and Immigration was involved, too.

What we tried to do—and I think we did that rather successfully—was to bring all of these government departments together at the same table at the same time. That experience was different from that gained from the Alaska Highway pipeline project because the administration of each of their responsibilities was not transferred to MSED, but all of these things were considered at that same time in such a way that we were able to put all of the pieces together. It is now under way.

Senator Yuzyk: Does that mean that this is a highly centralized administration, because you will deal with many megaprojects?

[Traduction]

données de base et, important, de formuler certains jugements impliquant des recommandations. C'est ce que j'ai suggéré.

Le sénateur Molgat: Nous partageons la région nordique avec la Russie. Les Russes ont-ils fait des études ou ont-ils amorcé des projets, et avons-nous accès à leur information afin de savoir ce qu'ils ont fait?

L'honorable M. Olson: Il est évident que certains travaux ont été accomplis sur le continent, mais je ne suis pas certain que l'Union Soviétique ait sur l'archipel, des projets en cours, qui présentent des difficultés sur terre et sur mer, en plus des températures froides et de la glace.

Je ne sais vraiment pas quoi répondre à la question: dans quelle mesure leur technologie devance la nôtre, mais je pense que certaines personnes, ici présentes, le peuvent. Quant à moi, je n'ai pas avec moi ces renseignements.

Le sénateur Molgat: Je ne m'attendais pas à ce que vous les ayez avec vous aujourd'hui, mais...

L'honorable M. Olson: Je ne connais pas la technologie des Russes. Mais j'ai tendance à croire que le Canada est au premier rang, pour les moyens de transport des hydrocarbures hors de l'Arctique.

Le sénateur Yuzyk: M. le ministre, il semble d'après votre document que le gouvernement se dirige vers la motion de services à comptoir unique, c'est du moins ce que je conclus, parce que vous terminez sur ce point. Dans quelle mesure le gouvernement en a-t-il tenu compte, ainsi que de ses inconvénients, pour la mise en valeur des vastes ressources des régions pionnières et du large des côtes?

L'honorable M. Olson: Nous avons porté cette technique à un degré assez élevé de développement, lors de la construction du projet du gazoduc de la route de l'Alaska. Tout était prévu dans la loi adoptée par le parlement du Canada et, pour autant que je puisse en juger, cela a très bien réussi. J'ignore si l'on pourrait dire que nous avons fait de cette méthode une application particulière; mais le projet de charbon de la Colombie-Britannique, mettait en cause un certain nombre des ministères du gouvernement, comme le MEER; le ministère des Transports, par l'intermédiaire du Conseil des ports Canada, par suite de l'augmentation des besoins en capacité par voie ferrée; le ministère des Affaires Indiennes et du Nord, à cause de la responsabilité du Canada envers les peuples autochtones résidant dans cette région, et le ministère de l'Emploi et de l'Immigration.

Nous nous sommes efforcés—avec assez de succès, je crois—de réunir un jour tous ces ministères. Cette expérience était différente de celle acquise lors du projet de pipeline de la route de l'Alaska parce que l'administration de chacune de leurs responsabilités n'avait pas été transférée au département d'État au développement économique, mais il a, alors, été tenu compte de toutes ces choses, de sorte que nous avons pu les agencer en un tout. Le projet est maintenant en cours.

Le sénateur Yuzyk: Cette administration sera-t-elle donc éminemment centralisée, parce que vous traiterez de nombreux projets des mégaprojets.

[Text]

Hon. Mr. Olson: We hope that it will not be centralized. We hope it will be decentralized, to a large extent. There are two concepts of "centralized" and "decentralized". We call it "regionalized." We hope that most of the decisions will be made right in the regions as a result of a co-ordinated effort by the directors general, if you wish to call them that, of each of the departments which has a responsibility to deliver some federal service. That is our experience with the work we have done, for example, on the Alsands project to date.

While it has not been announced that that is going forward yet, the fact is that agreements have been reached between the two levels of government and the companies involved. They had arrived at a satisfactory conclusion even before the major contract itself was agreed to.

Senator Yuzyk: Over what period of time are you talking about when you discuss the success of this approach?

Hon. Mr. Olson: I think the first one we moved into was the Alaska Highway gas pipeline project. That is under way. The project in north east British Columbia, the coal project—and I want it to be clear that that was not designed to be a single window concept for administrative purposes in quite the same way—was the result of a coordinated effort by MSED and the various departments that were involved.

I think some of the non-price issues with respect to Alsands, if I may call them that, were a highly successful exercise. Bruce Rawson was assigned to the Edmonton office in September of last year and has been involved in trying to coordinate various federal department activities on that one as well as on several others, although not necessarily projects. That deals with policy delivery that is going on in that area. So, it is fairly recent.

Senator Yuzyk: Do you foresee any kind of disadvantages that may arise in applying this concept right across the board?

Hon. Mr. Olson: No, I cannot see any serious disadvantages. I think that it is highly desirable that there be a coordinating structure or mechanism in place. That has proven to be the case with our activities to date. There has been a much higher level of liaison with the provincial governments which were involved. That is particularly true with the British Columbia case, and, I think, with the Alberta case. Decisions or solutions to the various complexities were suggested rather than sending the complexities of the problems down to the head offices in Ottawa to try to have them solved.

Senator Yuzyk: In other words, I assume from what you are stating that the provinces have been cooperating in this respect?

Hon. Mr. Olson: Very much so. As a matter of fact, in the Alberta/Canada Energy Agreement, Alberta not only agreed to but indeed asked that there be a higher level of coordination and a kind of single-window capability in place to deal with these mega projects.

[Traduction]

L'honorable M. Olson: Nous espérons qu'elle ne sera pas centralisée. Nous espérons qu'elle le sera dans une large mesure. Il existe deux notions de «centralisé» et de «décentralisé». Nous appelons cela «régionalisé». Nous espérons que la plupart des décisions seront prises dans les régions mêmes, par suite du travail coordonné des directeurs généraux, si vous voulez les appeler ainsi, de chacun des ministères qui sont chargés de fournir des services fédéraux. C'est ce que nous déduisons de l'expérience que nous avons acquise par les travaux que nous avons faits jusqu'ici, par exemple, lors du projet Alsands.

On ne l'a pas annoncé, mais le fait est que les accords ont été conclus entre les deux niveaux du gouvernement et les sociétés en cause. Ils en sont arrivés à une conclusion satisfaisante, avant même qu'on se soit entendu sur le contrat principal.

Le sénateur Yuzyk: De quel laps de temps parlez-vous, lorsque vous décidez de la réussite de cette méthode?

L'honorable M. Olson: Je pense que le premier projet que nous avons mis en marche est le pipe-line du gaz de la route de l'Alaska. Il est en cours. Le projet dans le nord-est de la Colombie-Britannique, le projet de charbon—et je tiens à ce que l'on comprenne bien qu'il n'a pas été conçu tout à fait comme un comptoir unique, à des fins administratives—a été le résultat d'un effort coordonné accompli par le département d'État au développement économique et les divers ministères intéressés.

Je pense que certaines des questions non financières relevant d'Alsands, si je peux les appeler ainsi, ont été un véritable succès. Bruce Rawson a été nommé au bureau à Edmonton, en septembre dernier et il a travaillé à la coordination de l'action de divers ministères fédéraux, sur ce point et sur plusieurs autres, qui, toutefois, n'étaient pas nécessairement des projets. Cela concerne l'élaboration de politiques dans cette région. C'est donc assez récent.

Le sénateur Yuzyk: Prévoyez-vous des inconvénients, si vous appliquez cette notion directement?

L'honorable M. Olson: Non, je ne prévois aucun inconvénient grave. Je pense qu'il est hautement souhaitable qu'il y ait sur place une structure ou un mécanisme de coordination. Telle est la leçon tirée de notre expérience. La liaison avec les gouvernements provinciaux intéressés a été beaucoup plus étroite, surtout avec ceux de la Colombie-Britannique et de l'Alberta. On a offert des décisions ou des solutions à diverses situations complexes, plutôt que de faire appel à Ottawa pour essayer de les résoudre.

Le sénateur Yuzyk: Vos propos me portent donc à croire que les provinces ont coopéré sur ce point?

L'honorable M. Olson: Tout à fait. En réalité, dans l'accord de l'énergie entre l'Alberta et le Canada, l'Alberta a non seulement accepté, mais a même demandé, un niveau plus élevé de coordination et la création d'une sorte de comptoir unique pour traiter de ces mégaprojets.

[Text]

I do know that the main player from the British Columbia government, the Honourable Don Phillips, in developing that particular project believed that that was a highly useful exercise.

The Chairman: Mr. Minister, on page 11 you indicated the complicated approval process that is necessary for the projects. You stated that it was extremely complicated. I might say that that is an understatement bearing in mind the number of boards, divisions, departments and agencies the proponent has to deal with.

Would you consider the approval in principle process whereby a project is approved in principle by the minister or the government subject to environmental or other considerations being fulfilled? I cannot help but observe that once the government indicated its support of the Quebec and Maritime Pipeline it seemed to expedite its approval through the various government departments. Would you consider an approval in principle process whereby the government would indicate its approval subject to certain conditions being fulfilled? I suggest that this would save a great deal of the proponent's money. Applicants would not need to spend large sums of money on environmental studies, and so forth, on projects that they do not know will be approved. If you indicated your approval in principle in advance, then the companies would not be so reluctant to spend these huge sums of money.

Hon. Mr. Olson: I think that that is a good idea, but I must qualify that by saying that by the time the project gets to where it might be approved in principle, subject to certain conditions you mentioned, it may be that there are certain commitments the companies would have had to make prior to getting such approval in principle, even though they might be further subject to certain conditions being made in the future. So with that qualification I think it would be a rather useful approach.

Senator Guay: I have been thinking of a lot of things pertaining to the responsibility of the minister, and this may not be the appropriate place to express my views. For example, I have in mind western transportation itself and also the Crowsnest. My question to you, Mr. Minister is: Is it the intention of the government to stick to its commitment in regard to the Western Development Fund which, I think, is most important for all of us?

Hon. Mr. Olson: Yes, it certainly is our intention to stick to the commitment. I am not sure if you are referring to whether or not the total amount of the proposed funding had been allocated. What we now know is that \$1.89 billion has been allocated up to and including what was in the budgetary proposals of the last budget. There are probably still three more budgets to come before the expiry of the four year term that we were talking about. I would not like to predict now what the highest priorities will be when the next budget comes along, but for this one at least the decision was, as was stated, that the two highest priorities were the western rail transportation system and to increase the capacity of it, along with the funding that was done for native economic development. That

[Traduction]

Je sais que le principal représentant du gouvernement de la Colombie-Britannique, l'honorable Don Phillips, croyait, en mettant en œuvre ce projet particulier, que c'était une réussite.

Le président: Monsieur le ministre, à la page 11, vous avez exposé le processus compliqué requis pour l'approbation de ces projets. Vous en avez signalé l'extrême complexité. Le mot est pauvre, si l'on songe au nombre de commissions, de divisions, de ministères et d'organismes avec lesquels il faut traiter.

Seriez-vous intéressé par un processus d'approbation de principe, en vertu duquel le ministre ou le gouvernement donnerait à un projet son approbation de principe, sous réserve que toute condition ayant trait à l'environnement ou autres, soit remplie? Je ne peux m'empêcher d'observer qu'après avoir donné son appui au pipe-line de Québec et des Maritimes, le gouvernement a semblé en hâter l'approbation par ses divers ministères. Approuveriez-vous un processus d'approbation de principe, par lequel le gouvernement indiquerait son approbation, sous réserve que certaines conditions seraient remplies? Une telle mesure aurait permis aux proposants d'épargner beaucoup d'argent. Les intéressés n'auraient pas besoin d'investir beaucoup dans des études sur l'environnement, et ainsi de suite, sur des projets dont ils ne savent pas s'ils seront approuvés. Si vous aviez indiqué votre approbation de principe en avance, alors les sociétés n'auraient pas hésité autant à dépenser ces énormes sommes.

L'honorable M. Olson: Je pense que l'idée est bonne, mais il me faut ajouter que, d'ici à ce que le projet soit approuvé en principe, sous réserve des conditions que vous avez mentionnées, il se peut que les sociétés aient à prendre certains engagements, même si elles peuvent être assujetties à certaines conditions qui seront posées à l'avenir. Ceci dit, ce serait, à mon avis, une méthode d'approche plutôt utile.

Le sénateur Guay: J'ai réfléchi à bien des aspects de la responsabilité du ministre, et ce n'est peut-être pas le moment d'exprimer mon opinion, mais je n'en pense, pas moins au transport dans l'Ouest et aussi à la Passe-du-Nid-de-Corbeau. Je vous demande donc, monsieur le Ministre, si le gouvernement a l'intention de respecter les engagements qu'il a contractés au sujet du fonds de développement de l'Ouest qui est, je pense, extrêmement important pour chacun de nous?

L'honorable M. Olson: Oui, nous entendons, bien sur, les respecter. Me demandez-vous si le montant prévu pour le financement a été entièrement affecté. Ce que nous savons maintenant, c'est que 1.89 million de dollars ont été alloués, y compris les propositions budgétaires du dernier budget. Il y a probablement encore trois budgets de plus à venir, avant l'expiration de l'exercice de quatre ans dont nous avons parlé. Je ne voudrais pas prédire quelles seront les priorités du nouveau budget, mais il a été décidé, pour le présent budget que les deux plus hautes priorités seront le système de transport ferroviaire de l'Ouest et l'augmentation de sa capacité, ainsi que le financement en vue du développement économique des autochtones. Il a été annoncé ici et c'est à peu près 50 p.

[Text]

was announced here. So that very close to 50 per cent of the total Western Development Fund has now been specifically identified and allocated.

Senator Guay: So the intended purpose is to stick to the first commitment in its full amount. The full amount will remain as such. None of it is going to be taken out and used elsewhere but it will stay in that particular area that it was allocated for.

Hon. Mr. Olson: The commitment was simpler than that. We committed \$4 billion specifically to western development projects over the next four years. We have already specifically allocated \$1.89 billion or nearly 50 per cent of the total. As I mentioned a minute ago, there are at least two, and perhaps three, more budgets to come before the termination of the timeframe that we indicated to start with.

Senator Guay: There is a lot of concern in western Canada pertaining to this. Everybody seems to be questioning it and they seem to be uncertain as to whether or not we will proceed with it. I am using the word "we" as referring to the cabinet.

Hon. Mr. Olson: The proof is what we have already done. We made it perfectly clear to start with that the funding for the Western Development Fund was not clear until an energy agreement had been signed. That happened on September 1, 1981. Prior to that and since then we have already, as I said, specifically allocated nearly 50 per cent of it. I think that is the answer to anyone who is confused about it. To repeat myself, what we did was to identify the two highest priorities for the timing that was involved. There may be other priorities when we get to the next budget.

Senator Guay: Let us say you did spend 50 per cent. Is it the intention then of the government to proceed with the other 50 per cent at a later date?

Hon. Mr. Olson: Of course, but I hope you are not now leading up to a question, which I have to be careful about, and that is, designed to try and get a commitment from me now as to what the government may decide for the allocations that come in the next budget.

The Chairman: One final question, Mr. Minister, which you may wish to duck because it is not really your responsibility, but it pertains to the Office of the Industrial and Regional Benefits which you state will be strengthened. My question is: How will it be strengthened?

Hon. Mr. Olson: I do not want to get into the details of how it will be strengthened. It is really in its fledgling stages at the moment. There are two things they intend to do, that is, to gather information and disperse it to interested companies, corporations or suppliers—if that is the right word—all across Canada of what is necessary to meet the machinery, supplies and material requirements of these megaprojects. Therefore, by strengthening it, we hope we will be able to do that job in an increasingly better fashion for the Canadian companies who, we hope, will respond to the need for the supplies, material and machinery that will be needed on these projects. When I say "strengthened", it is probably within the concept I mentioned of doing a better job.

[Traduction]

100 du total du Western Development Fund qui a maintenant été affecté.

Le sénateur Guay: Le but proposé est donc de s'en tenir au plein montant du premier engagement. Il n'y aura aucun changement. On n'y soustraira rien pour l'utiliser ailleurs: il restera là où il a été affecté tout d'abord.

L'honorable M. Olson: L'accord était plus simple. Nous nous sommes engagés à verser 4 milliards de dollars pour ce projet de développement de l'Ouest, au cours des quatre prochaines années. Nous en avons déjà alloué 1.89 milliard de dollars, soit presque 50 p.100 du total. Comme je viens de le dire, il y a au moins deux et peut-être trois budgets à venir, avant la fin de l'exercice que nous avons déjà mentionné.

Le sénateur Guay: L'Ouest s'inquiète beaucoup à ce sujet. Tous semblent le mettre en doute et des gens semblent incertains quant à savoir si nous agissons tel que prévu ou non. J'utilise le terme «nous» pour désigner le Cabinet.

L'honorable M. Olson: La preuve réside dans ce que nous avons déjà fait. Nous avons mis les choses parfaitement au clair, dès le début: le financement du Western Development Fund ne sera net, que lorsqu'un accord sur l'énergie aura été signé, ce qui s'est produit le 1^{er} septembre 1981. Avant et depuis, nous avons, comme je l'ai dit, affecté près de 50 p. 100 de ce montant. Voilà, je pense, la réponse à ceux qui se posent des questions à ce sujet. Je répète ce que j'ai déjà dit: nous avons reconnu les deux priorités les plus élevées pour la période qui était en jeu. Il pourra y en avoir d'autres, lorsque nous arriverons au prochain budget.

Le sénateur Guay: Disons que vous avez dépensé 50 p. 100. L'intention du gouvernement est-elle de dépenser l'autre 50 p. 100 à une date ultérieure?

L'honorable M. Olson: Évidemment, mais j'espère que vous n'aborderez pas la question suivante, au sujet de laquelle je dois me montrer prudent, c'est-à-dire essayer d'obtenir de moi aujourd'hui, que je m'engage quant aux allocations du gouvernement dans le prochain budget.

Le président: Une dernière question, monsieur le ministre, que vous voudrez peut-être esquisser, parce qu'elle ne relève pas vraiment de vos responsabilités; elle se rapporte au bureau des prestations industrielles régionales qui, avez-vous déclaré, sera renforcé. Ma question est: comment le sera-t-il?

L'honorable M. Olson: Je ne veux pas entrer dans les détails. Nous en sommes encore aux premiers balbutiements. Il y a deux choses que les responsables ont l'intention de faire: recueillir l'information et diffuser aux intéressés: sociétés, corporations ou fournisseurs—si c'est le bon terme—partout au Canada—quant à ce qui est nécessaire pour répondre aux besoins en machinerie, fourniture et matériaux indispensables pour ces projets de grande envergure. Par conséquent, en renforçant ce mécanisme, nous espérons pouvoir améliorer sans cesse ce service pour les sociétés canadiennes qui, nous l'espérons, répondront aux besoins en approvisionnement, matériaux et machinerie que nécessitent ces projets. Lorsque je dis «renforcer» c'est probablement dans le sens dont j'ai parlé: accomplir un meilleur travail.

[Text]

Senator Bielish: My concern, Mr. Minister, is more in the line of human resources and not the technical or financial sphere. You have stated that we have a need in Canada for specially qualified people. As the projects continue in the 1980s there is still time for young people to get into the appropriate professions if there is sufficient indication by the government and sufficient support of post-secondary education institutions. That requires time too, but there is still time to indicate to universities and students where the potential jobs will be. I mentioned that aspect when we started on the pipeline hearings, and this is really a repetition of what I have said. Are we doing enough? Is it acceptable that our own young people should go unemployed because they are insufficiently prepared? You stated that they get a B.A. and then go to technical colleges in order to acquire the skills necessary to get a job. As we listened to people from the oil industries we heard some of them say: "I can write my own ticket. I can mention the amount I want and I will get it." We heard that mentioned once or twice.

Is there not a responsibility for us to see that we promote this? We advertise the fact that there is a need for specialists. Can we not invest more money in schools and universities and send our young people wherever they need to go to get that specialized training in order that we can prepare them for the jobs that are going to be available?

Hon. Mr. Olson: It depends on how far you want us, as a federal government, to get into provincial jurisdiction.

Senator Bielish: Is post-secondary and university education entirely within provincial jurisdiction?

Hon. Mr. Olson: yes, it is, very much so. For example, provincial authorities have refused in years gone by our making financial contributions directly to universities. We do it through NSERC—the Natural Sciences and Engineering Research Council—but that is only for special projects and the purchase of some equipment. We have enhanced that budget rather significantly in the last while, but we believe that more needs to be done in making spaces available particularly in the engineering and high technology fields. There is no question about that. In my view, we are making a maximum effort, insofar as the federal jurisdiction is capable of doing so, to ensure that there is an enhancement of training of people to fill the jobs.

Senator Bielish: We are saying, in fact, that we need people who are specially qualified.

Hon. Mr. Olson: We certainly do. It is not a prospective shortage in certain types of engineering. We have some shortages right now.

Senator Bielish: Would you say that because of what happened to the industry during the past year or two, when everything ground to a standstill and people said "I can't afford to wait until next year. I will go where the jobs are available," we lost a certain amount of qualified people?

[Traduction]

Le sénateur Bielish: Je me préoccupe plutôt, monsieur le ministre, des ressources humaines que de la sphère technique ou financière. Vous avez déclaré que nous avons besoin, au Canada, de personnes spécialement qualifiées. À mesure que les projets continueront dans les années 1980, les jeunes auront encore le temps de choisir les professions voulues, si le gouvernement exprime suffisamment ce dont il a besoin et si l'enseignement postsecondaire est suffisamment subventionnée. Sans doute, il faut du temps, mais il en reste encore assez pour renseigner les universités et les étudiants sur les futurs emplois. Je répète en somme ce que j'ai dit au début des audiences du Comité sur le pipe-line. En faisons-nous suffisamment? Est-il normal de laisser nos propres concitoyens en chômage, parce qu'ils n'ont pas la formation voulue? Vous avez dit qu'ils obtiennent leur baccalauréat es arts et vont ensuite à des collèges techniques, afin de décrocher les diplômes qui leur permettront de trouver un emploi. Nous entendons parfois des gens de l'industrie du pétrole déclarer: «Je n'ai qu'à dire le montant que je veux gagner et je l'obtiendrai». Nous avons entendu cette phrase une ou deux fois.

Ne nous revient-il pas de tirer avantage de cette situation? Nous proclamons le besoin pour des spécialistes. Ne pouvons-nous pas investir plus dans les écoles et les universités et envoyer nos étudiants là où ils pourront obtenir cette formation spécialisée et occuper les emplois qui s'offrent?

L'honorable M. Olson: Tout dépend jusqu'à quel point vous voulez que nous, le gouvernement fédéral, nous nous immisions dans des domaines qui relèvent de la compétence provinciale.

Le sénateur Bielish: L'enseignement postsecondaire et universitaire n'en relève-t-il pas entièrement?

L'honorable M. Olson: Exactement. Par exemple, les provinces ont refusé, au cours de ces dernières années, les contributions financières versées directement aux universités. Nous versons nos contributions par l'intermédiaire du CRSNG—le Conseil de recherche en sciences naturelles et en génie—mais cela ne concerne que des projets spéciaux et l'achat de certains matériaux. Nous avons augmenté notre budget de façon importante, récemment, mais nous croyons qu'il faudra l'augmenter encore pour obtenir des places, en particulier dans les domaines du génie et de la haute technologie. Cela ne fait aucun doute. A mon avis, le gouvernement fédéral fait tout ce qu'il peut, pour assurer la formation d'un plus grand nombre de personnes pour combler les emplois.

Le sénateur Bielish: Nous disons en somme que nous avons besoin de personnes spécialement qualifiées.

L'honorable M. Olson: Sans aucun doute. La pénurie de certains genres d'ingénieurs ne vaut pas que pour l'avenir: nous l'éprouvons déjà.

Le sénateur Bielish: Cette situation provient-elle, selon vous, de ce que rien ne progressait ces dernières années dans l'industrie et que les gens disaient: «Je ne peux pas me permettre d'attendre jusqu'à l'année prochaine. Je vais me diriger là où des emplois sont disponibles»; n'avons-nous pas perdu une certaine quantité de personnes qualifiées?

[Text]

Hon. Mr. Olson: I do not know how to answer that question specifically. I know that in some faculties of engineering across the country—Alberta is perhaps a prime example—there are more students applying every year than there are spaces available.

Senator Bielish: Of those qualified people who were in the industry in Alberta, have a number of them now pulled out?

Hon. Mr. Olson: I do not know the figures. I hear that from time to time, but I expect that we shall have to continue to train them, in any event. I also expect that before long a number of them will be back.

Senator Riley: With reference to the last paragraph on page 3 of your brief concerning the barges which will ship to Prudhoe Bay the modules for the plant to be built in the lower 48 states, will those barges be specially reinforced for ice conditions?

Hon. Mr. Olson: Yes. I believe the barges themselves are already in existence. They have been carrying supplies and materials into Prudhoe Bay for a number of years. I pointed out that there is a short time period, approximately two months, when they can make that passage. It is not that the shipping capability is not in place now, but there is only a short period of time when they can go through there.

Senator Riley: I believe you also mentioned that we have developed in Canada a superior type of technology with respect to the transportation of hydrocarbons.

Hon. Mr. Olson: Yes.

Senator Riley: I presume you include in that statement transportation by water.

Hon. Mr. Olson: Yes.

Senator Riley: Do you consider that Canada is in the forefront of the design and building of highly sophisticated icebreakers that will conquer the ice floes in the north?

Hon. Mr. Olson: I am not sure that we have superiority in building icebreakers *per se*, but I believe we are high up in that area. There has been some work done on strengthening tankers. Some of that work have been done in Saint John, for example, where they have developed some icebreaking capability, or, to put it another way, the capability of tankers to cope with a certain amount of ice, and I believe we are on the leading edge of that technology.

Senator Riley: Will there be any responsibility on the part of the companies to use whatever superior technology we have developed toward environmental protection?

Hon. Mr. Olson: Yes, very definitely. I am sure we would want to ensure that any tankers carrying hydrocarbons would be able to cope with the climatic, and therefore ice, conditions which prevail in the waters they will be passing through, so that we will not have any environmental catastrophes.

[Traduction]

L'honorable M. Olson: Je ne saurais dire exactement. Je sais que, dans certaines facultés de génie au Canada—l'Alberta en est peut-être un exemple patent—les demandes d'inscription surpassent chaque année les places disponibles.

Le sénateur Bielish: De ces personnes qualifiées qui étaient dans l'industrie en Alberta, certaines s'en sont-elles retirées?

L'honorable M. Olson: Je ne connais pas les chiffres. J'entends dire cela de temps à autre, mais je pense que nous devrons continuer, quand même, à leur donner une formation. J'espère aussi qu'avant longtemps, un certain nombre d'entre elles reviendront.

Le sénateur Riley: En ce qui concerne le dernier paragraphe de la page 3, de notre mémoire concernant les barges qui transporteront à Prudhoe Bay les modules d'une usine en construction, seront-elles spécialement renforcées contre les glaces?

L'honorable M. Olson: Oui. Je crois que les barges elles-mêmes existent déjà, et transportent, depuis un certain nombre d'années, des fournitures et des matériaux à Prudhoe Bay. J'ai fait remarquer qu'il ne leur est possible de faire cette traversée que pendant deux mois environ. Ce n'est pas que les possibilités d'expédition ne soient pas en place à l'heure actuelle, mais il n'est possible de naviguer que pendant une courte période de temps.

Le sénateur Riley: Vous avez dit aussi, je crois, que nous avons développé au Canada une technologie supérieure pour le transport des hydrocarbures.

L'honorable M. Olson: Oui.

Le sénateur Riley: Je suppose que cette déclaration s'applique aussi au transport par eau.

L'honorable M. Olson: Oui.

Le sénateur Riley: Le Canada se classe-t-il, selon vous, au premier rang, pour le design et la construction de brise-glaces à technologie de pointe, qui auront raison des banquises du Nord?

L'honorable M. Olson: Je ne suis pas certain que nous ayons une supériorité dans la construction des brise-glaces en soi, mais je crois que nous sommes assez avancés dans ce domaine. Les pétroliers ont été renforcés. Une partie de ces travaux a été effectuée à St-Jean, par exemple, où on a mis au point des brise-glaces où, en d'autres termes, des pétroliers, capables de faire face à une certaine quantité de glaces, et je crois que nous sommes en avance avec cette technologie.

Le sénateur Riley: Les sociétés seront-elles tenues d'utiliser toute technologie supérieure que nous aurons mise au point pour la protection de l'environnement?

L'honorable M. Olson: Oui, sans le moindre doute. Je suis certain que nous veillerons à ce que tout pétrolier transportant des hydrocarbures soit capable d'essuyer le climat et, partant, la glace, conditions qui prédominent dans les eaux dans lesquelles ils navigueront, évitant de ce fait toute catastrophe environnementale.

[Text]

Senator Riley: I believe that the Saint John yard has already done considerable experimentation in building and sailing specially constructed and reinforced vessels for the north.

Hon. Mr. Olson: Yes, they have. They have built some smaller cargo tankers with some ice capability. They have also built a ship—I believe it is called the Kigoriak—that was of a new design in icebreaking, which far exceeded expectations in its activities in the Beaufort Sea.

Senator Riley: Will our environmental people enforce the environmental regulations strictly and ensure that companies follow a design that meets the regulations?

Hon. Mr. Olson: I believe the answer to that is yes. I also believe that they are taking a keen interest in the capability, and safety factors involved in that capability, in connection with a number of new designs. There is not only the overall design, but also the structural design with respect to being able to cope with ice conditions.

Senator Riley: You mean after the ships have been used on an experimental basis, sailing to the north.

Hon. Mr. Olson: Yes, I would expect so. I am sure they are watching the situation very carefully.

The Chairman: I would like to thank the minister for launching us on this study and for his presence here today. I join with my colleague, Senator Adams, in urging you, Mr. Minister, to give immediate consideration to the establishment of a regional office of your industry in Yellowknife and the Yukon. Today's meeting is adjourned. The next meeting will be a week from today, at 3.30 p.m. The witnesses will be from Esso resources Canada Limited.

The committee adjourned.

[Traduction]

Le sénateur Riley: Je crois que le chantier St-Jean a déjà beaucoup expérimenté à ce sujet, construisant des vaisseaux spécialement conçus et renforcés pour la navigation dans les mers du Nord.

L'honorable M. Olson: C'est exact. Ils ont construit de petits pétroliers pouvant, jusqu'à un certain point, naviguer entre les glaces. Ils ont également construit un navire, le Kigoriak, je crois—une brise-glace nouveau genre—qui a dépassé de beaucoup ce qu'on en attendait lors des essais dans la Mer de Beaufort.

Le sénateur Riley: Notre personnel de l'Environnement appliquera-t-il strictement les règlements de l'environnement et veillera-t-il à ce que les sociétés adoptent un design qui soit conforme aux règlements?

L'honorable M. Olson: La réponse à cette question est, je crois, affirmative. Je crois aussi qu'on s'intéresse vivement à la capacité, et aux facteurs de sécurité qui entrent en ligne de compte, dans nombre de nouveaux designs. Il ne s'agit pas seulement du design global, mais aussi de la structure permettant de résister aux glaces.

Le sénateur Riley: Vous entendez: après que les bateaux aient navigué vers le Nord à titre expérimental.

L'honorable M. Olson: Oui. Je suis certain qu'on étudie de très près la situation.

Le président: Il est maintenant un peu plus de 15 heures. Je tiens à remercier le ministre ici présent de nous avoir lancés sur cette étude. Je me joins à mon collègue, le sénateur Adams, pour vous prier instamment, monsieur le ministre, de songer à établir immédiatement un bureau régional de votre ministère à Yellowknife et au Yukon. La séance est levée. La prochaine réunion aura lieu dans une semaine, à 15 h 30. Le témoin sera un représentant de Esso Resources Canada Limited.

Le comité suspend ses travaux.

78N56

| | | |
|---|--------------------------------|-------------------------------|
|  | Canada Post Postage paid | Postes Canada Port payé |
| Third Third class class K1A 0S7 HULL | | |

*If undelivered, return COVER ONLY to
Canadian Government Printing Office,
Supply and Services Canada,
45 Sacré-Coeur Boulevard,
Hull, Quebec, Canada, K1A 0S7*

*En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à
Imprimerie du gouvernement canadien,
Approvisionnement et Services Canada,
45, boulevard Sacré-Cœur,
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7*

WITNESS—TÉMOIN

The Honourable H. A. (Bud) Olson, P.C., Minister of State
for Economic Development and Minister responsible for
the Northern Pipeline Agency.

L'honorable H. A. (Bud) Olson, c.p., ministre d'État chargé
du Développement économique et ministre responsable de
l'Administration du pipe-line du Nord.

18N56



First Session
Thirty-second Parliament, 1980-81-82

SENATE OF CANADA

*Proceedings of the Special
Committee of the Senate on the*

Northern Pipeline

Chairman:
The Honourable EARL A. HASTINGS

Tuesday, February 16, 1982

Issue No. 17

Second Proceedings on:
Offshore Transportation Study

WITNESSES:
(See back cover)

Première session de la
trente-deuxième législature, 1980-1981-1982

SÉNAT DU CANADA

*Délibérations du comité
spécial du Sénat sur le*

Pipe-line du Nord

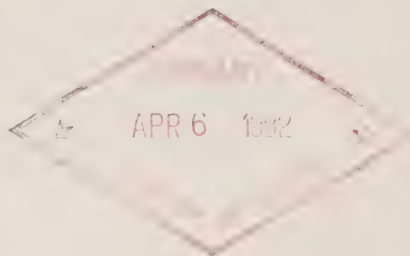
Président:
L'honorable EARL A. HASTINGS

Le mardi 16 février 1982

Fascicule n° 17

Deuxième fascicule concernant:
L'étude du transport offshore

TÉMOINS:
(Voir à l'endos)



SPECIAL COMMITTEE OF THE SENATE ON THE NORTHERN PIPELINE

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*
The Honourable Paul Lucier, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

| | |
|----------|------------|
| Adams | Lucier |
| Austin | Molgat |
| Balfour | Nurgitz |
| Bielish | *Perrault |
| Bonnell | Riley |
| Cottreau | Sherwood |
| Doody | Thériault |
| Guay | Tremblay |
| Hastings | Williams |
| Hays | Yuzyk—(21) |
| Langlois | |

**Ex Officio Members*

(Quorum 5)

COMITÉ SPÉCIAL DU SÉNAT SUR LE PIPE-LINE DU NORD

Président: L'honorable Earl A. Hastings
Vice-président: L'honorable Paul Lucier

Les honorables sénateurs:

| | |
|----------|------------|
| Adams | Lucier |
| Austin | Molgat |
| Balfour | Nurgitz |
| Bielish | *Perrault |
| Bonnell | Riley |
| Cottreau | Sherwood |
| Doody | Thériault |
| Guay | Tremblay |
| Hastings | Williams |
| Hays | Yuzyk—(21) |
| Langlois | |

**Membre d'office*

(Quorum 5)

ORDER OF REFERENCE

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate, Thursday, July 10, 1980.

"The Honourable Senator Frith moved, seconded by the Honourable Senator Petten:

That a special committee of the Senate be appointed

(1) to inquire into any matter relating to the planning and construction of the pipeline for the transmission of natural gas from Alaska and Northern Canada described, in *An Act to establish the Northern Pipeline Agency, to facilitate the planning and construction of a pipeline for the transmission of natural gas from Alaska and Northern Canada and to give effect to an Agreement between Canada and the United States of America on principles applicable to such a pipeline and to amend certain Acts in relation thereto*, Chapter 20, Statutes of Canada 1977-78,

(2) to consider, in particular, all reports, orders, agreements, regulations, directions, recommendations and approvals referred to in the said Act, and

(3) to report to the Senate thereon at least once in each session of Parliament during the period of the planning and construction of the pipeline;

That the papers and evidence received and taken on the subject in the three preceding sessions be referred to the Committee;

That the Committee be authorized to examine and report upon the enhanced recovery technology of petroleum and natural gas and matters related thereto;

That, if there is a motion to that effect, bills, messages, petitions, inquiries, papers and other matters relating to petroleum and natural gas generally, including

- (i) petroleum and natural gas transmission,
- (ii) petroleum and natural gas administration, and
- (iii) the exploration, production and conservation of petroleum and natural gas,

shall be referred to the Committee; and

That the Committee have power to send for persons, papers and records, to examine witnesses, to print such papers and evidence from day to day as may be ordered by the Committee and to adjourn from place to place in Canada.

After debate, and—

The question being put on the motion, it was—
Resolved in the affirmative."

ORDRE DE RENVOI

Extrait des Procès-verbaux du Sénat, le jeudi 10 juillet 1980.

«L'honorable sénateur Frith propose, appuyé par l'honorable sénateur Petten,

Qu'un comité spécial du Sénat soit constitué

(1) pour enquêter sur toute question relative à la planification et à la construction d'un pipe-line servant au transport du gaz naturel de l'Alaska et du Nord canadien, décrit dans la *Loi créant l'Administration du pipe-line du Nord* visant à faciliter la planification et la construction d'un pipe-line servant au transport du gaz naturel de l'Alaska et du Nord canadien, donnant effet à l'Accord entre le Canada et les États-Unis d'Amérique sur les principes applicables à ce pipe-line et modifiant certaines lois en conséquence, chapitre 20, Statuts du Canada, 1977-1978;

(2) pour étudier, en particulier, tous les rapports, décrets, accords, règlements, instructions, recommandations et autorisations se rapportant à ladite loi; et

(3) pour en faire rapport au Sénat au moins une fois pendant chaque session au cours de la période de planification de construction du pipe-line;

Que les témoignages entendus et les documents recueillis à ce sujet au cours des trois sessions précédentes soient déferés au comité;

Que le comité soit autorisé à étudier les techniques améliorées de récupération du pétrole et du gaz naturel et les sujets connexes et à faire rapport à ce sujet;

Que lui soient déferés, s'il y a une motion à cet effet, les projets de loi, messages, pétitions, demandes de renseignements, documents et autres questions concernant le pétrole et le gaz naturel en général, notamment

- (i) la transmission du pétrole et du gaz naturel;
- (ii) l'administration du pétrole et du gaz naturel; et
- (iii) l'exploration, la production et la conservation du pétrole et du gaz naturel; et

Que le comité soit autorisé à convoquer des personnes, à exiger la production de documents et de dossiers, à interroger des témoins et à faire imprimer au jour le jour les documents et les témoignages que le comité pourra requérir, et à se réunir à divers endroits au Canada.

Après débat,

La motion, mise au voix, est adoptée.»

Le greffier du Sénat

Robert Fortier

Clerk of the Senate

MINUTES OF PROCEEDINGS

TUESDAY, FEBRUARY 16, 1982
(28)

[Text]

The Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline met this day at 3:35 o'clock p.m., the Chairman, the Honourable Earl A. Hastings, presiding.

Members of the Committee present: The Honourable Senators Adams, Balfour, Doody, Guay, Hastings, Lucier, Molgat, Nurgitz and Riley. (9)

In attendance: From Esso Resources Canada Ltd.: Mr. John Battake, Senior Economic Analyst and Mr. Ed Caldwell, Beaufort Development Studies. Linda McGreevy, Administrative Assistant to the Committee; and Sonya Dakers, Research Officer, Research Branch, Library of Parliament.

Witnesses:

From ESSO Resources Canada Ltd.:

Mr. Gordon Haight, Vice-President and General Manager;
Mr. George Bezaire, Frontier Technology Manager.

The Committee continued with its Offshore Transportation Study.

The Chairman introduced the representatives of ESSO Resources Canada Ltd.

Messrs. Haight and Bezaire made an audio visual presentation to the Committee highlighting the company's submission. They were assisted by Mr. Battake who attended to the visual presentation.

During and following the presentation the witnesses were questioned.

On motion of the Honourable Senator Molgat

Ordered—That the brief submitted to the Committee by ESSO Resources Canada Ltd. be appended to this day's proceedings (*See Appendix "17-A"*).

At 5:42 o'clock p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

ATTEST:

PROCÈS-VERBAL

LE MARDI 16 FÉVRIER 1982
(28)

[Traduction]

Le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord se réunit aujourd'hui à 15 h 35 sous la présidence de l'honorable Earl A. Hastings (*président*).

Membres du Comité présents: Les honorables sénateurs Adams, Balfour, Doody, Guay, Hastings, Lucier, Molgat, Nurgitz et Riley. (9)

Aussi présents: De Esso Resources Canada Ltd.: M. John Battake, analyste économique principal et M. Ed Caldwell, Études sur l'exploitation des ressources de la mer de Beaufort. M^{me} Linda McGreevy, adjointe administrative du Comité et M^{me} Sonya Dakers, attachée de recherche, Service de recherche, Bibliothèque du Parlement.

Témoins:

De ESSO Resources Canada Ltd.:

M. Gordon Haight, vice-président et directeur général;
M. George Bezaire, directeur de la technologie d'exploitation des régions éloignées.
Le Comité poursuit l'étude du transport offshore.

Le président présente les représentants de ESSO Resources Canada Ltd.

MM. Haight et Bezaire font au Comité une présentation audio-visuelle pour illustrer certains aspects du mémoire de la société. Ils sont aidés de M. Battake qui s'occupe de la présentation audio-visuelle.

Les témoins sont interrogés pendant et après la présentation.

Sur motion de l'honorable sénateur Molgat

Il est ordonné—Que le mémoire présenté au Comité par ESSO Resources Canada Ltd. soit annexé au procès verbal de ce jour (*voir Annexe «17-A»*).

A 17 h 42, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

ATTESTÉ:

Le greffier du Comité

Eric W. Innes

Clerk of the Committee

EVIDENCE

Ottawa, Tuesday, February 16, 1982

[Text]

The Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline met this day at 3.30 p.m. to study offshore transportation.

Senator Earl A. Hastings (*Chairman*) in the Chair.

The Chairman: Honourable senators, last week I introduced to you the new staff. In doing so I neglected to recognize the old staff who will still be with us on this study. On the left is Mrs. Dakers from the Library of Parliament. She will be acting as research assistant for the committee as she did in our former studies, especially the enhanced oil recovery study. With your permission I propose to recognize her from time to time with any questions she might have.

Honourable senators, I should like to welcome this afternoon the witnesses from Esso Resources Limited. Mr. Gordon Haight is Vice-President and General Manager. Mr. George Bezaire is Frontier Technology Manager. In introducing these witnesses to you I should like to put on record our appreciation for the kind of co-operation and assistance given to us by Esso Resources Limited in our study of enhanced recovery and particularly for their kind hosting of a reception for us on our visit to their project at Norman Wells during our visit to the Northwest Territories and the north in June of last year.

Honourable senators, I understand Mr. Gordon Haight has a presentation to make to us on behalf of Esso Resources Limited. I am sure you may feel free to interrupt him at any time you wish to ask questions or make observations.

Mr. Haight, would you proceed, please?

Mr. Gordon Haight, Vice-President and Gen Manager, Esso Resources Ltd.: Mr. Chairman, honourable senators, I wish to assure you that Esso Resources does appreciate the opportunity of appearing before this special committee of the Senate on the Northern Pipeline. We have operated successfully in the north for some 60 years; so we do think that we can make a significant contribution to the deliberations of the Senate committee.

If I may, I will make a few short introductory remarks and then George Bezaire will cover the bulk of the presentation today.

May I direct your attention to the first view graph we have? As you can see from it, Esso has operated in the north for a considerable time. Specifically, we drilled our first well at Norman Wells in 1919. In the early 1960s we initiated our exploration play in the Beaufort and Mackenzie Delta area.

In terms of technology and science development we think we have the technology pretty well in hand for both onshore and offshore activities in the Beaufort Sea. With that we can manage the environmental impacts and socio-economic impacts. We will cover the status of our Beaufort exploration program, the discoveries we have made to date, our estimate of

TÉMOIGNAGES

Ottawa, le mardi 16 février 1982

[Traduction]

Le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord se réunit aujourd'hui à 15 h 30 pour étudier la question du transport offshore.

Le sénateur Earl A. Hastings (*président*) occupe le fauteuil.

Le président: Honorables sénateurs, je vous ai présenté, la semaine dernière, nos nouveaux membres du personnel tout en oubliant de mentionner le nom de ceux qui continueront de faire partie de notre équipe. Madame Dakers, assise à ma gauche, de la Bibliothèque du Parlement, continuera de travailler comme adjointe à la recherche auprès du comité tout comme elle l'a fait par le passé, plus précisément au cours de l'étude sur la récupération assistée du pétrole. Avec votre permission, je lui accorderai la parole de temps à autre si elle a des questions à poser.

Honorables sénateurs, je suis heureux d'accueillir cet après-midi les représentants de la société Esso Resources Ltd., M. Gordon Haight, vice-président et directeur général, et M. George Bezaire, directeur de la technologie d'exploitation des régions éloignées. Je voudrais profiter de cette occasion pour remercier Esso Resources Limited pour l'aide et la collaboration qu'elle nous a fournies lors de notre étude de la récupération assistée du pétrole et pour la réception qu'elle a organisée en notre honneur lors de notre visite à Norman Wells, aux Territoires du Nord-Ouest et dans les régions du Nord en juin dernier.

Honorables sénateurs, je crois que M. Gordon Haight veut faire une déclaration préliminaire au nom de la société Esso Resources Limited. N'hésitez pas à l'interrompre si vous avez des questions à poser ou des observations à faire.

M. Haight, voulez-vous prendre la parole?

M. Gordon Haight, vice-président et directeur général, Esso Resources Limited: Monsieur le président, honorables sénateurs, Esso Resources est heureuse d'avoir l'occasion de comparaître devant le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord. Notre société effectue, avec succès, des travaux d'exploration dans le Nord depuis 60 ans environ. Nous sommes donc en mesure de contribuer de façon significative aux délibérations du Comité du Sénat.

Si vous me le permettez, j'aurais quelques remarques préliminaires à faire avant de passer la parole à George Bezaire, qui se chargera de l'exposé.

Je désire attirer votre attention sur le premier graphique. Comme vous pouvez le voir, Esso travaille dans le Nord depuis déjà quelque temps. Pour être plus précis, nous avons foré notre premier puits à Norman Wells en 1919 et c'est au début des années 60 que nous avons entrepris nos travaux d'exploration dans la mer de Beaufort et dans le delta du Mackenzie.

Sur le plan technologique et scientifique, nous avons appris à bien maîtriser les techniques qui nous permettent d'effectuer des opérations terrestres et sous-marines dans la mer de Beaufort. Nous sommes donc en mesure de faire face aux répercussions environnementales et socio-économiques qu'elles peuvent entraîner. Nous parlerons de notre programme d'exploration

[Text]

reserve assessment, our supply-demand forecast, and our current and future exploration plans.

We will cover some development scenarios for the Beaufort and, finally, we will make some comments on how we think the regulation and approval procedure can be streamlined.

With respect to Esso's western Arctic experience, we have been operating in the western Arctic since 1920. We have conducted approximately 55,000 kilometers of seismic surveys and drilled a total of 225 wells. In the Beaufort area alone we have drilled 61 wells onshore and 18 wells offshore. Expenditures have amounted to some \$600 million.

We are currently participating with Dome and Gulf in the preparation of an environmental impact statement, or EIS, for consideration by a recently appointed environmental assessment and review panel.

That EIS will address the identification and management of potential environmental and socio-economic impacts related to hydrocarbon development in the Beaufort. We understand that following public reviews of the Environmental Impact Statement later this year, the panel will publish a report on their findings by the spring of 1983. The Norman Wells field itself is undergoing expansion. It was discovered in 1919. Over the years we have produced some 450 cubic metres a day from the mainland portion of that field only. We have a small refining capacity right on site that does make products which are barged up and down the Mackenzie River to communities in the north. We intend to spend some \$800 million to expand the production of Norman Wells to around 25,000 barrels per day, which should be accomplished by about the middle of 1985.

The Chairman: Does that \$800 million include the pipeline?

Mr. Haight: No. The \$800 million is for the field facilities only. An additional \$570 million or so will be spent on the pipeline which will move the products south.

Senator Guay: Does that \$800 million include any government money, or is it your own?

Mr. Haight: Esso Resources will finance the field facilities entirely and Interprovincial Pipeline Limited will finance and build the pipeline to move the production south.

I will turn you over to Mr. Bezaire.

Mr. George Bezaire, Frontier Technology Manager, Esso Resources Ltd.: Gentlemen, you will find that the order that we are following generally follows the presentation you have in front of you, but I have changed the order of some of the view graphs, so they may be slightly different. In the first part of the presentation, I want to review some of the work that has been done or is planned for the Norman Wells-Beaufort area so you will have a sense both for the technology development that exists currently and also the part Esso has played in this area to date. As luck would have it, the Norman Wells oil field is largely covered by the Mackenzie River. To date we have

[Traduction]

dans la mer de Beaufort, des découvertes que nous avons faites jusqu'à ce jour, de nos évaluations des réserves, des nos prévisions en ce qui concerne l'offre et la demande et de nos projets d'exploration actuels et futurs.

Nous discuterons de certains projets d'exploitation menés dans la mer de Beaufort et de la façon dont les procédures d'approbation et de réglementation peuvent être rationalisées.

En ce qui a trait à l'expérience de la société Esso dans l'ouest de l'Arctique, nous explorons cette région depuis 1920. Nous avons effectué des levés sismiques sur une distance de 55 000 kilomètres environ et foré au total 225 puits. Dans la région de Beaufort seulement, nous avons foré 61 puits terrestres et 18 puits sous-marins. Les dépenses pour ces travaux se sont élevées à quelque 600 millions.

À l'heure actuelle, nous préparons de concert avec Dome et Gulf, un dossier d'impact sur l'environnement qui sera soumis à un comité nouvellement formé d'étude et d'évaluation de l'environnement.

Ce dossier aura pour but d'identifier et de gérer les impacts socio-économiques et environnementaux possibles qui sont liés à l'exploitation des hydrocarbures dans la mer de Beaufort. Il paraît qu'après la tenue des audiences publiques qui auront lieu plus tard cette année sur le dossier en question, le Comité publiera un rapport au printemps 1983. Le champ de Norman Wells, découvert en 1919, est en pleine expansion. Nous avons extrait, au cours des années, quelque 450 mètres cubes de pétrole par jour uniquement des puits situés sur la terre ferme. Une petite usine de raffinage transforme les produits qui sont par la suite transportés dans des barges le long du fleuve Mackenzie aux collectivités situées dans le Nord. Nous prévoyons dépenser quelque 800 millions de dollars pour porter la production de Norman Wells à 25 000 barils par jour environ. Nous devrions atteindre cet objectif vers le milieu de 1985.

Le président: Est-ce que ces 800 millions de dollars comprennent la construction du pipe-line?

M. Haight: Non. Les 800 millions de dollars serviront à construire les installations terrestres seulement. Quelque 570 millions de dollars seront dépensés pour la construction du pipe-line qui acheminera le pétrole vers le sud.

Le sénateur Guay: Est-ce que ces 800 millions de dollars proviennent en partie du gouvernement ou proviennent-ils totalement de la Société?

M. Haight: La société Esso financera la construction des installations terrestres tandis que la Interprovincial Pipeline Limited financera la construction du pipe-line pour l'acheminement du pétrole vers le sud.

Je laisse maintenant la parole à M. Bezaire.

M. George Bezaire, directeur de la technologie d'exploitation des régions éloignées, Esso Resources Limited: Messieurs, notre présentation se déroule de façon générale selon le plan que vous avez devant vous. Toutefois, j'ai changé l'ordre dans lequel seront présentés certains graphiques, de sorte qu'il pourrait y avoir quelques légers changements. Dans la première partie de mon exposé, je voudrais passer en revue certains des travaux qui ont été ou qui seront effectués dans la région de la mer de Beaufort et de Norman Wells. Cela vous donnera une idée des progrès réalisés dans le domaine de la technologie et du rôle que la société Esso a joué jusqu'à

[Text]

drilled wells from the mainland and from natural islands that exist in the middle of the Mackenzie River. With these wells we can only hope to produce about 100 million barrels of the 600 million barrels of oil that are in place in the field.

A key part of our expansion plans is to get wells into the portion of the field that is covered by the river. To do this we have designed, in Calgary, artificial islands that will be constructed from sand dredged up from the river bottom and then protected by rock quarried at a nearby location. From the six islands in the middle of the river, we will drill a number of wells which will enable us to improve the production level from the field. It will also enhance our ability to recover oil. We expect that we will increase our recoverability by about two and a half times, so the total recovery from the field will approach 250 million barrels with this expansion. Oil will be pipelined through gathering systems to a central processing facility onshore. This processing facility is very similar to facilities that you would see in Alberta. It is comprised of a crude stabilization unit, a small gas plant, a water-injection plant and a power station.

As Mr. Haight mentioned, Esso has operated a refinery in Norman Wells for a number of years, and this refinery supplies communities along the river with fuel and other diesel and gasoline products. This refinery will continue to operate, but the crude produced in surplus to the capacity of the refinery will be shipped south via a new pipeline that we propose to build. One of the aspects of Norman Wells crude that is significant is that the crude itself is fairly thin. In some ways it is comparable to winter-grade motor oil, and it can be pumped if it is below freezing. The pipeline that we plan to build can be buried as the temperature of the crude will be at the ambient ground temperature. Therefore, in areas where the pipeline goes through permafrost, the permafrost will not melt.

Besides the technical work that we have put into the project, we have also developed detailed plans to ensure that the project will provide maximum opportunity for northern participation. Our plans address such issues as a cultural awareness program, hiring and training programs, and we have broken the bid packages into fairly small chunks so that they are of a size that northern contractors can handle. We have also developed a number of work policies both at Norman Wells and our other Beaufort operations which encourage northern resident participation—such things as rotating work schedules, and having people in the field to ensure local hiring is done. We have also set up a special category system for employees and we have transportation for employees to local communities as well as orientation and counselling.

[Traduction]

maintenant. Comme par hasard, le champ pétrolifère de Norman Wells est situé au fond du fleuve Mackenzie. Jusqu'à maintenant, nous avons foré des puits à partir de la terre ferme et des îles naturelles qui se trouvent au milieu du fleuve. Ces puits ne nous permettront d'extraire que 100 des 600 millions de barils de pétrole qui gisent dans le champ.

Un des principaux objectifs de notre programme d'expansion consiste à forer des puits dans la partie du champ qui se trouve au fond du fleuve. Pour y arriver, nous avons conçu à Calgary des îles artificielles construites à l'aide de sable dragué du fond de l'eau et protégées par des roches extraites d'une carrière située à proximité. Nous allons forer un nombre de puits à partir des six îles qui sont situées au milieu du fleuve. Ces puits nous permettront d'améliorer le niveau de production du champ pétrolifère ainsi que notre capacité de récupération du pétrole. Nous espérons ainsi récupérer entre deux et trois fois plus de pétrole, ce qui nous permettra de porter notre production à quelque 250 millions de barils. Le pétrole sera acheminé au moyen de collecteurs à une installation centrale de traitement située sur la rive. Cette installation de traitement s'apparente à celles que l'on trouve en Alberta. Elle comprend une usine de stabilisation de pétrole brut, une petite usine à gaz, une usine d'injection d'eau et une centrale énergétique.

Comme M. Haight l'a mentionné, la société Esso exploite une raffinerie à Norman Wells depuis un certain nombre d'années. Cette raffinerie alimente les collectivités situées le long du fleuve en produits pétroliers et autres, c'est-à-dire en pétrole, en diesel et en essence. Cette raffinerie continuera de demeurer en activité mais le pétrole brut produit en surplus sera acheminé vers le sud au moyen d'un nouveau pipe-line que l'on envisage de construire. Le pétrole brut de Norman Wells est très clair, ce qui en fait une de ses principales caractéristiques. Il se compare, d'une certaine façon, à l'huile à moteur d'hiver et on peut le pomper même lorsque la température est au-dessous de zéro. Le pipe-line que nous prévoyons construire peut être enfoui sous terre de sorte que la température du pétrole brut se maintiendra à la température ambiante du sol. Ainsi, le pergélisol ne risque pas de fondre dans les régions traversées par le pipe-line.

En plus des travaux techniques que nous avons effectués dans le cadre du projet, nous avons élaboré des plans détaillés pour encourager les habitants du Nord à participer au projet. Par exemple, nous avons mis au point des programmes de sensibilisation culturels, des programmes d'embauchage et de formation et nous avons partagé en plusieurs parties les dossiers d'appels d'offre pour que les entrepreneurs du Nord soient en mesure d'exécuter les travaux. Nous avons également mis en application un certain nombre de directives d'emploi, tel un système de travail par relais, à Norman Wells et dans les autres chantiers de la mer de Beaufort qui engagent des travailleurs du Nord. En outre, des employés sur place se chargent de veiller à ce que la société engage des habitants de l'endroit. Enfin nous avons mis sur pied un système de classement spécial pour les employés, un service de transport qui assure la navette entre les collectivités ainsi qu'un service d'orientation.

[Text]

I would like to move north and discuss with you some of the exploration efforts we have made in the Beaufort Sea.

The Chairman: How many miles of pipeline will it be from Norman Wells to the Zama terminal?

Mr. Bezaire: It is about 800 miles.

The Chairman: And how many miles from Norman Wells to Inuvik or to the Beaufort Sea?

Mr. Bezaire: It is about 500 miles.

The Chairman: And that is a 12-inch line?

Mr. Bezaire: That's right.

The Chairman: Would a 12-inch line handle the production from the Beaufort?

Mr. Bezaire: As the line is designed, it is capable of handling 25,000 barrels of oil per day, which is the production of Norman Wells. If additional pump stations were put on the line, the capacity could be increased to about 50,000 barrels per day. So there is some surplus capacity in the line that will be constructed from Norman Wells to Zama and the pipeline could accept additional crude either from some other locations down the Mackenzie Valley or if the pipeline were extended to the Beaufort Sea.

The Chairman: Are you designing the plant in such a way so that it will accept crude from the Beaufort?

Mr. Bezaire: The pipeline was designed primarily to handle Norman Wells production. We see Norman Wells production. We see Norman Wells as being a stand-alone project.

The Chairman: Have you reached the stage of committing the Beaufort Sea to production?

Mr. Bezaire: No. Perhaps later in my presentation I could talk about the timing we see for the Beaufort oil.

Senator Balfour: Are exploration efforts being made in the south Mackenzie Valley area to establish further reserves of crude oil?

Mr. Bezaire: In past years, there has not been much of an exploration effort in that area. It is primarily because the reserves which we would expect to see in this area would be fairly modest in size. Unless there was a transportation system, there would be little chance of production, but I would expect that with the construction of the pipeline exploration in the area will be spurred on quite a bit.

Senator Balfour: In other words, the capacity to double the through-put of the pipeline could accommodate additional oils if found in the Norman Wells area.

Mr. Bezaire: That's right.

Senator Guay: What type of production will be carried in the line? Will there be different types of oil or just one type or anything else?

[Traduction]

Nous allons, si vous le voulez bien, nous rendre dans le Nord, pour discuter des travaux d'exploration que nous effectuons dans la Mer de Beaufort.

Le président: Quelle longueur aura le pipeline entre Norman Wells et le terminal de Zama?

M. Bezaire: Environ 800 milles.

Le président: Et entre Norman Wells et Inuvik ou la mer de Beaufort?

M. Bezaire: Environ 500 milles.

Le président: Et il s'agit d'une canalisation de 12 pouces de diamètre?

M. Bezaire: C'est exact.

Le président: Une canalisation de 12 pouces suffira-t-elle à contenir le volume de pétrole qui sera extrait de la Mer de Beaufort?

M. Bezaire: La conception de la canalisation lui permettra d'acheminer 25 000 barils de pétrole par jour, soit la même quantité qu'à Norman Wells. Si d'autres stations de pompage étaient ajoutées à la canalisation, cette capacité pourrait passer à environ 50 000 barils par jour. Ainsi, la canalisation qui sera construite entre Norman Wells et Zama pourrait accueillir une certaine capacité supplémentaire et transporter du pétrole brut, soit en provenance de certains autres endroits de la vallée du Mackenzie, soit si le pipeline était prolongé jusqu'à la mer de Beaufort.

Le président: Votre plan prévoit-il l'acheminement par cette canalisation du pétrole brut à partir de la mer de Beaufort?

M. Bezaire: Le pipeline a été conçu principalement pour acheminer le pétrole qui provient de Norman Wells. Nous considérons Norman Wells comme étant un projet autonome.

Le président: Songez-vous à extraire dès maintenant du pétrole de la Mer de Beaufort?

M. Bezaire: Non. Peut-être qu'un peu plus tard au cours de mon exposé, je vous entretiendrai du calendrier que nous envisageons pour la production de pétrole dans le Mer de Beaufort.

Le sénateur Balfour: Est-ce que vous tentez actuellement d'explorer le sud de la vallée du Mackenzie afin d'y établir d'autres réserves de pétrole brut?

M. Bezaire: Dans les années passées, nous n'avons pas tenté d'explorer beaucoup cette région, surtout parce que les réserves que nous prévoyions y trouver seraient très modestes. A moins de disposer d'un système de transport, les chances de production y sont minces, mais à mon avis, avec la construction du pipeline, l'exploration dans cette région sera très activée.

Le sénateur Balfour: En d'autres termes, même si le débit du pipeline était doublé, ce dernier pourrait acheminer également du pétrole en provenance de la région de Norman Wells.

M. Bezaire: C'est exact.

Le sénateur Guay: Quelle sorte de pétrole la canalisation transportera-t-elle? Différentes sortes, une seule, ou d'autres fluides?

[Text]

Mr. Bezaire: The oils going through that pipeline will come from the Norman Wells field. Along with the oil we have a gas plant in which we will produce some things such as propane and butane which will be batched through the pipeline system also. Initially we envisage that all the production will come from the Norman Wells field.

Senator Guay: Will these be any refinery production going through the line?

Mr. Bezaire: No.

Senator Guay: And with regard to the line running from Norman Wells to Inuvik, will it be oil production or raw materials?

Mr. Bezaire: This line will extend from Norman Wells south.

Senator Guay: Perhaps I misunderstood when the chairman asked for the distance from Norman Wells to Inuvik. So, as yet there is no pipeline between Norman Wells and Inuvik?

Mr. Bezaire: That is right.

Senator Guay: If and when there is a pipeline between Norman Wells and Inuvik, will it be 12 inches or will it be larger?

Mr. Bezaire: The pipeline between Norman Wells and Alberta is 12 inches in diameter. If we were to extend the line into the Beaufort, the line diameter would be 12 or 16 inches.

Senator Balfour: If the decision were taken to transport Beaufort resources by pipeline, then you would be into a whole new ball game, and I assume you would design a pipeline facility to achieve that purpose. While it might follow the same route from Norman Wells south, in all likelihood the 12-inch line would be irrelevant to that project.

Mr. Bezaire: That is right.

Senator Adams: You say that it will take a couple of years to complete the pipeline from Norman Wells down to Alberta, and now you are talking of building another one. Do you have a completion date for the Norman Wells pipeline? After you have completed that Norman Wells pipeline, do you expect to extend the pipeline up from Norman Wells to Inuvik?

Mr. Bezaire: The Norman Wells pipeline is scheduled to come on production in 1985. To date, we have conceptually been looking at ways to go about developing Beaufort oil. We have not brought forth any proposal that would lay out, in a fair amount of detail, exactly how that would be done.

A certain amount of delineation drilling needs to take place in the next few years in order to firm up initial oil discoveries made in the Beaufort to date. I would speculate that, if the delineation drilling is successful, then after two or three years it may be possible to bring on stream reserves from the Beaufort which could connect into the Norman Wells pipeline.

[Traduction]

M. Bezaire: Le pétrole qui passera par cette canalisation proviendra principalement du champ de Norman Wells. Outre le pétrole, nous avons une usine à gaz, entre autres, à propane et à butane dont la production qui sera également acheminée par petites quantités dans le réseau. Cependant, pour l'instant, nous prévoyons que toute la production proviendra du champ de Norman Wells.

Le sénateur Guay: Le réseau acheminera-t-il des produits de raffinerie?

M. Bezaire: Non.

Le sénateur Guay: Et en ce qui a trait à la canalisation qui s'étendra de Norman Wells à Inuvik, est-ce qu'elle acheminera du pétrole ou des matières premières?

M. Bezaire: Cette canalisation partira de Norman Wells-Sud.

Le sénateur Guay: Peut-être ai-je mal compris lorsque le président a demandé quelle distance séparait Norman Wells d'Inuvik. Ainsi, il n'y a pas encore de pipeline entre Norman Wells et Inuvik?

M. Bezaire: C'est exact.

Le sénateur Guay: Si un pipeline était construit entre Norman Wells et Inuvik, aurait-il 12 pouces de diamètre ou plus?

M. Bezaire: Le pipeline qui s'étend entre Norman Wells et l'Alberta a, comme vous l'avez indiqué, 12 pouces de diamètre. Si nous prolongions la canalisation jusqu'à la mer de Beaufort, celle-ci, devrait avoir 12 ou 16 pouces de diamètre.

Le sénateur Balfour: S'il était décidé d'acheminer les ressources de la Mer de Beaufort au moyen du pipeline, à ce moment-là, ce serait une toute autre paire de manches et vous concevriez, je présume, une installation pipelinière à cette fin. Bien qu'elle suivrait peut-être le même tracé que celui qui part de Norman Wells-Sud, selon toute vraisemblance, la canalisation de 12 pouces de diamètre ne conviendrait pas pour ce projet.

M. Bezaire: C'est exact.

Le sénateur Adams: Vous dites qu'il faudra quelques années pour terminer le pipeline entre Norman Wells et l'Alberta et vous parlez maintenant d'en construire un autre. Avez-vous fixé un délai pour l'achèvement du pipeline de Norman Wells? Une fois que vous l'aurez terminé, prévoyez-vous le prolonger jusqu'à Inuvik?

M. Bezaire: Le pipeline de Norman Wells est censé être prêt à acheminer le pétrole en 1985. Jusqu'à ce jour, nous avons songé à trouver des moyens d'exploiter le pétrole de la mer de Beaufort. Nous n'avons encore avancé aucune proposition qui exposerait avec suffisamment de précision la façon exacte dont nous pourrions nous y prendre.

Au cours des quelques prochaines années, il faudra effectuer certains travaux de forage de délinéation afin d'avoir une idée plus précise du volume de pétrole découvert jusqu'ici dans la mer de Beaufort. D'après mes calculs, si le forage de délinéation se révèle un succès, après deux ou trois ans, il sera peut-être possible d'exploiter dans la Mer de Beaufort des

[Text]

Senator Adams: I understand that three or four years ago there was a 10-year moratorium placed on this development. It is now expected that by 1985 you will have completed the pipeline from Norman Wells down to Alberta. How will the people living in the Mackenzie area be affected by this?

Mr. Haight: As yet, we are not making any proposals to take any pipelines from Norman Wells to the Beaufort; this is strictly in the conceptual or possible stage. The only firm plans we have concern laying a pipeline to take the production from the Norman Wells fields to southern markets.

There is a possibility that a pipeline could be tied in from the Beaufort area to the Norman Wells pipeline, but, this would handle only small production levels. This is a possibility at which the government may want to look. We are just saying that it is a possibility; that it could happen.

Major production from the Beaufort Sea could possibly begin by the late 1980s or early 1990s. It depends on the rate at which reserves can be delineated, the rate at which regulatory proceedings could be heard and the rate at which the socio-economic and environmental impacts are looked at. We are only raising the possibilities in this scenario. Of course, two of the things the Environmental Review Panel is addressing right now are the socio-economic and environmental impacts.

Senator Guay: Would you rather we delayed our questions until the end of the presentation?

The Chairman: I think it would be more practical to interrupt when the witness is on the subject you may want to explore with him.

Senator Guay: In that case, I would ask the following question: Reference was made to your policy pertaining to the northern or native peoples' participation. This question was raised when we were at Norman Wells. Perhaps you could offer some clarification of your policy and expand on it slightly in regard to the participation of native peoples and their training. Is the training on a continual basis? Could you clarify your policy in this regard?

The Chairman: I believe that question will be addressed when the witnesses outline the socio-economic benefits. Perhaps the details of the Beaufort operation could be covered fairly quickly and then we get into socio-economic benefits.

Mr. Bezaire: When we first started our operations in the Beaufort, there was an almost total lack of infrastructure. One of the first requirements of any operator is to establish a base at which he can stockpile material from which he can supply drilling sites.

The first slide shows one of the base facilities which we established. It is located at the southern tip of Richards Island.

[Traduction]

réserves qui pourraient être raccordées au pipeline de Norman Wells.

Le sénateur Adams: Je crois savoir qu'il y a trois ou quatre ans, ce projet avait fait l'objet d'un moratoire de dix ans. Vous pensez maintenant qu'en 1985 vous aurez terminé le pipeline entre Norman Wells et l'Alberta. Quelles en seront les répercussions sur les habitants de la région du Mackenzie?

M. Haight: Jusqu'ici, nous ne proposons pas encore de prolonger quelque pipeline que ce soit de Norman Wells jusqu'à la mer de Beaufort; ce n'est qu'une éventualité à envisager. Nos seuls plans fermes consistent à poser un pipeline qui acheminera le pétrole des champs de Norman Wells jusqu'aux marchés du sud.

Il se peut que nous puissions joindre deux sections de la canalisation à partir de la mer de Beaufort jusqu'au pipeline de Norman Wells, mais le volume de pétrole qui y serait acheminé serait faible. C'est une possibilité que le gouvernement pourrait envisager. Nous répétons que ce n'est qu'une possibilité, que cela pourrait se faire.

Il est possible que nous commencions à produire du pétrole en quantités importantes à partir de la mer de Beaufort vers la fin des années 80 au début des années 90. Cela dépendra du temps qu'il faudra pour délimiter les ressources, pour entendre les délibérations sur la réglementation et pour examiner les répercussions socio-économiques et écologiques. Nous restons toujours dans le domaine des possibilités. Bien entendu, un des points sur lesquels le Comité d'évaluation des répercussions écologiques doit insister pour l'instant, c'est celui qui concerne les répercussions socio-économiques et écologiques.

Le sénateur Guay: Préféreriez-vous que nous ne posions nos questions qu'à la fin de l'exposé?

Le président: A mon avis, il serait plus pratique d'interrompre le témoin lorsqu'il vous entretient du sujet que vous désirez approfondir avec lui.

Le sénateur Guay: Dans ce cas, je voudrais poser la question suivante: Il a été fait mention de votre politique concernant la participation des habitants du Nord ou autochtones. Cette question a été soulevée lorsque nous étions à Norman Wells. Peut-être pourriez-vous nous donner des éclaircissements sur votre politique et nous fournir un peu plus d'explications sur la participation et la formation des autochtones. Cette formation est-elle continue? Pourriez-vous clarifier votre politique à ce sujet?

Le président: Je pense que cette question sera abordée lorsque les témoins décriront les retombées socio-économiques. Le témoin pourrait peut-être parler assez brièvement des détails des travaux effectués dans la mer de Beaufort, puis nous pourrions passer aux retombées socio-économiques.

M. Bezaire: Lorsque nous avons commencé nos travaux dans la mer de Beaufort, l'infrastructure était presque totalement absente. Une des premières exigences de tout exploitant est d'établir une base où il peut stocker du matériel pour approvisionner les emplacements de forage.

La première diapositive vous montre une des installations de base que nous avons établies. Elle est située à l'extrémité sud

[Text]

You will see on the slide a wharf from which material can be off-loaded. There is a storage area, an airstrip, facilities to house men on location and fuel storage facilities.

The other major base camp which we operate in the Beaufort is at Tuktoyaktuk. This camp is very similar to the one on the previous slide. Again, there is an area from which ships can be off-loaded, an airstrip, fuel storage, a camp, warehousing and maintenance facilities. Across the bay from our facility you can see NCTL's dock. The DEW Line station is over to the right. Near the top of the picture you will see the town of Tuktoyaktuk which is spread out across a spit of land looking out into the bay.

From these camps we have supplied the exploration well sites which Gordon mentioned earlier.

The easiest season for drilling in the Arctic regions is the winter time. In order to prepare a lease, all you need is to lay down insulation, build a snow pad and you can move the rig and the equipment in and commence drilling operations.

At the conclusion of an exploration well, we abandon the site. We cut off casing installed in the well below ground level; pull out the casing and then filling the sump and move off all our equipment. That site is inspected by our personnel and government representatives to ensure that the clean-up conducted is satisfactory.

It is somewhat more difficult to drill in the summertime because of the local thawing that occurs in the permafrost. In the summer, typically, we elevate the rig on to piles that could be four feet above the ground or, in some cases, as high as eight feet. We construct gravel pads on which to store material, and these pads protect the permafrost from excessive thawing.

If, we are close to a river channel, we may also add a short road out to the channel so that the rig can be moved off on completion of the drilling. If we were in the interior of the Tuk Peninsula, and the drilling ceased in the summertime, we would leave the rig on location until the wintertime and then move it off over a snow road.

Esso has tested and experimented with many different types of transportation systems to support its program. The next slide shows a large truck which was originally developed for use in the desert. We modified it to be effective in northern regions. The truck is towing some sleighs that were originally developed in Orillia for use in the Antarctic. We found that they were useful and very effective for our program in the Beaufort Sea area.

Another type of transportation equipment used primarily where snow roads are not established is the Foremost. These units were built in Calgary. We purchased a prototype unit and worked with the manufacturer in its manufacture, design,

[Traduction]

de l'île Richards. Vous pouvez voir sur la diapositive un quai à partir duquel nous pouvons décharger le matériel. Il y a un entrepôt, une piste d'atterrissage, des logements pour les employés sur place et des réservoirs de carburant.

L'autre base principale que nous exploitons dans le cadre de nos travaux dans la mer de Beaufort se trouve à Tuktoyaktuk. Elle ressemble de très près à celle que vous avez vue sur la diapositive précédente. Encore une fois, elle comprend une zone de déchargement des navires, une piste d'atterrissage, des réservoirs de carburant, un camp, un entrepôt et des installations d'entretien. De l'autre côté de la baie, on peut voir le quai de la STNL. La station de la ligne DEW se trouve plus haut à droite sur cette diapositive. Dans la partie supérieure de la photo, vous pouvez voir la ville de Tuktoyaktuk, qui s'étend sur une parcelle de terrain qui donne sur la baie.

Depuis ces camps, nous avons foré les puits d'exploration que Gordon a mentionnés plus tôt.

La meilleure saison pour le forage dans les régions de l'Arctique est l'hiver. En vue de préparer une exploitation, tout ce que vous avez à faire est d'étendre une couche isolante et de construire une plateforme de neige; vous pouvez ensuite aménager l'installation et commencer les opérations de forage.

Lorsque l'exploration d'un puits est terminée nous abandonnons l'emplacement. Nous le sectionnons en dessous du niveau du sol le tubage qui avait été introduit dans le puits. Nous remplissons le siphon et démenageons toute notre installation. L'emplacement est inspecté par notre personnel et des représentants du gouvernement pour assurer que le nettoyage est satisfaisant.

Il est plus difficile de forer durant l'été à cause du dégel local qui a lieu dans le pergélisol. Durant l'été, d'habitude, nous installons la tour de forage sur des pieux de support qui peuvent varier de quatre à huit pieds au-dessus du sol. Nous construisons des plateformes de gravier sur lesquelles entreposer le matériel et ces plateformes empêchent le pergélisol de trop dégeler.

Si nous sommes proches du cours d'eau, nous pouvons aussi construire une courte voie jusqu'au fleuve de façon à ce que l'installation de forage puisse être démenagée lorsque le forage est terminé. Si nous nous trouvons assez loin à l'intérieur de la péninsule Tuk et que le forage cesse durant l'été, nous laisserions l'installation là jusqu'à l'hiver alors que nous la démenagerions sur des chemins de glace.

L'ESSO a mis à l'essai beaucoup de types différents de systèmes de transport pour appuyer son programme. Sur la diapositive suivante, on voit un camion qui avait, à l'origine, été mis au point pour être utilisé dans le désert. Nous l'avons modifié de façon à le rendre efficace dans les régions nordiques. Le camion remorque des traîneaux qui avaient initialement été conçus à Orillia pour être utilisés dans l'Antarctique. Nous avons découvert qu'ils étaient utiles et très efficaces pour notre programme dans la région de la mer de Beaufort.

Un autre genre d'équipement de transport que nous utilisons principalement où des routes de neige n'existent pas est le Foremost. Cet équipement a été construit à Calgary. Nous avons acheté des prototypes et avons travaillé avec le fabricant

[Text]

testing and modification. You can see that this Foremost is towing several sleighs. The sleighs are loaded with local timber for one of the summer drilling sites which I talked about just a minute ago.

Esso has also experimented with the use of air cushion vehicles in the Arctic region. We thought that these would have a lot of promise because they would be useful during the spring thaw or during freeze-up in the fall when boats or terrain vehicles are not suitable. However, our experience with these types of units showed that there was a substantial amount of maintenance and downtime, and the air skirt itself got slashed by ice. They were not nearly as practical as we originally envisaged.

In the early 1970s, Esso's attention was directed towards drilling in the offshore region of the Beaufort Sea. Our engineering group and our research department in Calgary conducted a number of studies to determine what the most efficient and effective method of drilling wells offshore in the Beaufort Sea was, and our studies which were done back in the early 1970s indicated that islands were the most feasible method in water depths to about 85 feet.

This slide shows an island which is being constructed in shallow water during the wintertime. The technique looks fairly simple, but when we first developed it it was somewhat unusual. We used machines that were, up to that point, primarily used to dig a trench for small diameter pipelines. We used these machines to cut large blocks of ice. We designed large ice tongs that could be put onto the end of a crane to pull large ice blocks out of the Beaufort Sea. At the same time, we established a road to a gravel source in the Mackenzie Delta and trucked material as far as 80 miles to the island construction site. We dumped that gravel on the ice and then pushed it into the excavation.

In this picture, the island shown is in 16 feet of water. It took about 115,000 cubic meters of material to construct a usable island at this location. As our attention was directed towards deeper water areas, we realized that the amount of material required for island construction increased substantially.

This shot shows the Arnak island, built in 28 feet of water. It required 750,000 cubic meters of material to construct the island in this location. As you can see then, as we went from 16 feet water depths to 28 feet water depths the amount of material required increased from 115,000 cubic meters to over 700,000 cubic meters. It was evident that the methods we had used to date—that is, trucking material from shore—were not effective in this deeper water, so we brought the first large dredge into the Beaufort Sea, the Beaver Mackenzie. The dredge is shown on this slide.

[Traduction]

à leur fabrication, conception, essais et modifications. Vous pouvez constater que ce Foremost tire plusieurs traîneaux. Les traîneaux sont chargés de bois de construction destiné à l'un des emplacements de forage d'été dont je viens tout juste de parler.

Notre société a aussi fait des essais avec l'utilisation de véhicules sur coussins d'air dans la région de l'Arctique. Ces véhicules nous semblaient prometteurs pour les périodes de dégel du printemps ou durant la congélation de l'automne lorsque ni les embarcations ni les véhicules de terre ne peuvent être utilisés. Cependant, notre expérience avec ce genre de véhicule a démontré qu'il y avait beaucoup d'entretien et que la perte de temps était considérable et la bordure a été défoncée par la glace. Ils ne se sont donc pas révélés aussi pratiques que nous avions initialement prévu.

Au début des années 70, nous avons surtout effectué des travaux de forage dans la partie au large des côtes de la mer de Beaufort. Notre groupe d'ingénieurs et notre département de recherche à Calgary ont effectué un certain nombre d'études pour découvrir quelle était la méthode la plus efficace et effective de forer des puits au large des côtes dans la mer de Beaufort et nos études qui remontent au début des années 70 ont indiqué que l'utilisation d'îles était la méthode la plus pratique dans des profondeurs d'eau d'environ 85 pieds.

Cette diapositive représente une île qui est en train d'être construite dans des eaux peu profondes au cours de l'hiver. La technique est assez simple, mais lorsque nous l'avons mise au point au début elle semblait assez étrange. Nous avons utilisé des machines qui, jusque là avaient été utilisées principalement pour creuser des installations destinées aux pipe-lines de petit diamètre. Nous avons utilisé ces machines pour tailler de gros blocs de glace. Nous avons conçu des grandes pinces qui pouvaient être mises au bout des grues pour retirer de larges cubes de glace hors de la mer de Beaufort. En même temps, nous avons construit une route vers une source de gravier dans le delta du Mackenzie et transporté des matériaux par camion jusqu'à 80 milles de l'emplacement de construction de l'île. Nous avons déposé ce gravier sur la glace et l'avons ensuite poussé dans l'emplacement de creusage.

Sur cette diapositive, l'île est représentée dans 16 pieds d'eau. Il a fallu environ 115 000 mètres cubes de matériel pour construire une île utilisable à cet endroit. Au fur et à mesure que nous nous intéressions à certaines des régions en eau profonde, nous nous rendions compte que la somme de matériel dont nous avions besoin avait augmenté considérablement.

Cette diapositive sur laquelle on peut voir l'île Arnak qui a été construite dans 28 pieds d'eau et a nécessité 750 000 mètres cubes de matériel pour sa construction. Nous avons donc passé de 16 à 28 pieds et les montants de matériel requis sont passés de 115 000 mètres cubes à plus de 700 000 mètres cubes. Il était évident que les méthodes que nous avions employées jusque là—c.-à-d. transport du matériel par camion du rivage—n'étaient pas assez efficaces pour ces eaux plus profondes, nous avons donc amené la première drague importante dans la mer de Beaufort, le Beaver Mackenzie. C'est cela qu'on voit sur cette diapositive.

[Text]

This dredge acts like a vacuum cleaner and sucks material up from the sea floor and pumps it through a floating pipeline to the is/and site. We have worked extensively with Canadian manufacturers in the design of this line, and have developed flotation units that are manufactured in Ontario. We have also been working with Canadian manufacturers for the manufacture of dredge pipe. When we began our dredge program, dredge pipe was manufactured primarily in European countries, but we now have the capability of producing this product in Canada.

The Chairman: Could you refer back to the tracked vehicles, one being manufactured in Edmonton and one being manufactured in Calgary. Do you have any idea of the Canadian content of those vehicles?

Mr. Bezaire: The tracked vehicles?

The Chairman: The tracked vehicle, the air cushioned vehicle and the other vehicle.

Mr. Haight: The one with the big tires?

The Chairman: Yes.

Mr. Bezaire: Certainly the Canadian content of the track vehicle is high because the manufacturers' facilities are located in western Canada.

The Canadian content for the large truck with the large wheels would be lower, because primarily we have adopted a type of machine that was designed for desert use. But the aspects of it that make it applicable for use in the Arctic would have Canadian content.

The Chairman: I thought you said that that was designed in Orillia?

Mr. Bezaire: Those were the sleighs towed by the trucks.

Mrs. Sonya Dakers, Research Officer, Research Branch, Library of Parliament: Would Esso be conducting any ecological studies because of the removal of these large amounts of seabed material? I think you dredged down to 80 meters, which is very deep.

Mr. Bezaire: We have conducted a number of studies—environmental studies—that looked at the distribution of life on the sea floor before we dredged, and then we looked at what happened after. So, there are a number of studies which we have conducted over the years in that area.

Mrs. Dakers: Were there any particular effects that you noticed?

Mr. Bezaire: Results of all our environmental studies show that these islands do not have a significant environmental effect on the area itself. If there are small organisms growing in an area, when a dredged island is put there, those organisms reproduce very quickly. So, we did not notice any significant environmental effect.

Senator Lucier: What happens to the island after you have finished?

Mr. Bezaire: On the island shown in the picture, around the upper berm of the island we placed sandbags and filter cloth so that the island would withstand summer storms. When we

[Traduction]

La drague agit en effet comme un aspirateur et aspire la matière du fond de la mer et la pompe par l'intermédiaire d'un pipe-line flottant jusqu'à l'emplacement de l'île. Nous avons travaillé en étroite collaboration avec les fabricants canadiens pour la conception du pipe-line et nous avons mis au point des unités de flottaison qui sont fabriquées en Ontario. Nous avons aussi travaillé avec des fabricants canadiens pour la construction de tuyaux de drague. Alors que ce tuyau de drague était fabriqué principalement dans des pays européens, nous avons aujourd'hui la possibilité de le produire au Canada.

Le président: Pouvez-vous revenir au sujet des véhicules à chenilles, l'un ayant été fabriqué à Edmonton et un autre à Calgary. Avez-vous une idée de la teneur canadienne de ces véhicules?

M. Bezaire: Les véhicules chenillés?

Le président: Le véhicule chenillé, le véhicule sur coussins d'air et l'autre véhicule.

M. Haight: Celui qui est muni de gros pneus?

Le président: Oui.

M. Bezaire: Il est certain que la teneur canadienne du véhicule chenillé est élevée parce que les installations des fabricants sont situées dans l'Ouest du Canada.

La teneur canadienne pour le gros camion avec les grosses roues serait moins élevée, surtout parce que nous avons adopté un genre de véhicule qui était conçu pour utilisation dans le désert. Mais les aspects qui le rendront utilisable dans l'Arctique auraient une teneur canadienne.

Le président: Je pensais que vous aviez déclaré que ce véhicule avait été conçu à Orillia?

M. Bezaire: Il s'agissait des traîneaux tirés par les tracteurs.

Mme Sonya Dakers, attachée de recherche, Service de recherche, Bibliothèque du Parlement: Est-ce qu'Esso effectuera des études écologiques par suite de l'enlèvement de ces grandes quantités de matière du fonds de la mer? Je pense que vous avez dragué jusqu'à 80 mètres, ce qui est très profond.

M. Bezaire: Nous avons effectué un certain nombre d'études—études écologiques—qui analysaient la distribution de la vie sur le fonds de la mer avant de draguer et ensuite nous avons examiné de nouveau la situation après avoir construit l'île. Il existe donc un certain nombre d'études qui ont été effectuées dans ce domaine au cours des années.

Mme Dakers: Avez-vous pris note de certaines conséquences particulières?

M. Bezaire: Les résultats de toutes nos études écologiques démontrent que ces îles n'ont pas d'effets écologiques importants sur la région même. S'il existe des petits organismes qui croissent dans une région, lorsqu'une île draguée y est déposée, ces organismes se reproduisent très rapidement. Nous n'avons donc pris note d'aucun effet écologique important.

Le sénateur Lucier: Qu'arrive-t-il à l'île lorsque vous avez terminé?

M. Bezaire: Pour ce qui est de l'île qu'on aperçoit dans la diapositive nous avons placé des sacs de sable et des toiles de filtration autour de la berge de sorte que l'île résistera aux

[Text]

complete the drilling operation and move off all the equipment, we also take off the sandbags and the filter cloth. Due to the natural action of waves, those islands erode fairly quickly down to about minus 15 feet. Our studies show that they should erode to about 25 feet due to the action of the waves and currents.

Senator Lucier: Do you have a time frame on that? With 15 feet, are you talking of one year or two years?

Mr. Bezaire: It erodes to 15 feet in about one year. Past that stage, the erosion is somewhat slower and depends both on the location and what the storms are like in that particular area.

Another point I wanted to make with this island shot is that for this island built in 62 feet of water, it required about five million cubic meters of construction material and took two years to build. You can see the volume of material increases dramatically as you work in deeper water in the Beaufort Sea.

There are some structures in the western part of the Beaufort Sea that look very promising. The sea bottom in this part of the Beaufort is very gummy and silty and is a material not suitable for the construction of an island. If one is going to put an island offshore in the western part of the Beaufort, it is necessary, in effect, to transport material into the area.

We designed a system in Calgary, a caisson-retained island system, that would allow us to build islands efficiently in this portion of the Beaufort. Our system is comprised of eight barge-like structures which are pinned together and encircled with cables. In our method we would construct an underwater berm; tow this device over that berm; flood the tanks with water; ballast this whole assembly down; fill up the interior of it; move the drilling rig on; and drill an exploration well.

Using this method, you cut down the sand material that you need by about 75 per cent. I want to point out that, again, the technology we have developed here is essentially all developed by Canadians—our own engineers and scientists who were supported by consultants, where appropriate, and those consultants are all Canadian-based.

Senator Lucier: What is the practical limit of depth for drilling the islands? Have you reached that?

Mr. Bezaire: If you are building an island just to drill an exploration well, I would say in the order of 80 feet is probably the limit. When you get beyond that it is more economical to use a floating drilling system.

[Traduction]

tempêtes de l'été. Lorsque nous terminons l'opération de forage et que nous déménageons tout le matériel, nous enlevons également les sacs de sable et les toiles de filtration. Par suite de l'action naturelle des vagues, ces îles s'érodent assez rapidement, descendant jusqu'à environ moins quinze pieds. Nos études ont démontré qu'elles devraient s'éroder jusqu'à environ 25 pieds par suite de l'action des vagues et des courants.

Le sénateur Lucier: Avez-vous un échéancier à ce sujet? Lorsque vous mentionnez 15 pieds, s'agit-il d'un an ou de deux ans?

M. Bezaire: Une érosion de quinze pieds prend à peu près un an. Après cette étape, l'érosion est quelque peu moindre et dépend à la fois de l'emplacement et des tempêtes dans la région particulière.

L'autre point que je voulais souligner au sujet de la diapositive de cette île c'est qu'elle a été construite dans 62 pieds d'eau. Elle a exigé environ 5 millions de mètres cubes de matériau de construction et il a fallu environ deux ans pour la construire. Comme vous pouvez le constater, si vous employez seulement de la matière naturelle, son volume augmente dramatiquement à mesure que vous effectuez des travaux dans des eaux plus profondes de la mer de Beaufort.

Il existe certaines structures dans la partie ouest de la mer de Beaufort qui semblent très prometteuses. Le fond de la mer dans cette partie de la mer de Beaufort est gluant et vaseux et ne convient guère pour la construction d'une île. Si l'on veut construire une île au large des côtes dans la partie occidentale de la mer de Beaufort, il est nécessaire, en fait, d'y transporter le matériel par camion.

Nous avons conçu un système à caissons à Calgary qui nous permettrait de construire des îles efficacement dans cette partie de la mer de Beaufort. Notre système comprend 8 structures ressemblant à des barques, qui sont chevillées ensemble et encerclées de câbles. Selon notre méthode, nous construisons une berme sous-marine; nous remorquons cet engin sur la berme; nous remplissons les réservoirs d'eau; ensuite il y a le ballastage; nous remplissons l'intérieur; nous installons l'appareil de forage et nous forons un puits d'exploration.

En utilisant cette méthode, vous diminuez le sable dont vous avez besoin d'environ 75 p. 100. Je tiens à souligner que, de nouveau, la technologie que nous avons mise au point ici est essentiellement élaborée par des Canadiens—nos propres ingénieurs et hommes de science ont été appuyés par des experts-conseils au besoin, et ces derniers pratiquent tous leur profession au Canada.

Le sénateur Lucier: Quelle est la limite pratique de profondeur pour le forage fait à partir de ces îles? L'avez-vous atteinte?

M. Bezaire: Si vous construisiez une île seulement pour forer un puits d'exploration, je dirais qu'une profondeur de 80 pieds est probablement la limite. Lorsque vous dépassez ce chiffre, il est plus économique d'utiliser un système de forage flottant.

[Text]

The next chart displays Esso's current outlook for exploration and delineation drilling. These charts are somewhat farther back in the text.

The exact level of our activity is going to depend on a number of factors including terms of new exploration agreements which we are currently negotiating with the Canadian Oil and Gas Lands Administration. We see an active offshore program continuing through 1986 that would be comprised of both exploration wells drilled onshore and offshore, and delineation wells that are drilled offshore and onshore. In the next three to five years we will have a much improved assessment of the potential reserve level in the Beaufort Sea.

The Chairman: Perhaps I could interrupt you and ask you what you mean by your statement:

We also believe that with a clear signal from government in support of development and expediting the improvement process . . .

Have you not had a clear signal from government and, if not, what signal are you waiting for?

Mr. Bezaire: That statement showed up in the text when we were talking about the commencement of production facilities. There are a number of issues with regard to production from the Beaufort Sea, and any facility that we build there is going to take a great amount of engineering effort. Before we commence with detailed engineering effort, we want some reasonable assurance that if we can meet the environmental concerns the project can proceed.

The Chairman: You were speaking about the improvement process—expediting the improvement process, but you say:

. . . a clear signal from government in support of development—

Do you not have that statement through the National Energy Program?

Mr. Bezaire: I think there are a number of political issues involved in the whole question of producing oil from the Beaufort Sea. Some of those issues revolve around land claims and the need for the oil. I do not believe that we have a clear statement right now that is in support of bringing oil out of the Beaufort region—certainly not enough that we would want to commit sizeable groups of engineers to start detailed designing of production facilities that we would require to bring reserves on stream.

Senator Balfour: What you are saying is that while you might have a clear signal to go out and explore an established reserve, as yet there has been no realistic framework put in place by government for the commercial exploitation of these reserves?

Mr. Haight: It is as simple as saying that we have not seen a clear indication that the government would like to see production initiated in the Beaufort Sea area if environmental and

[Traduction]

Le graphique suivant montre la perspective actuelle d'Esso pour le forage d'exploration et de délimitation. Ces graphiques se trouvent un peu plus loin dans le texte.

Le niveau exact de notre activité dépendra d'un certain nombre de facteurs y compris les conditions de nouveaux accords d'exploration que nous négocions actuellement avec l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada. Nous avons l'intention de poursuivre un programme actif au large des côtes jusqu'en 1986. Ce programme serait composé à la fois de puits d'exploration et de puits de délimitation forés sur les côtes et au large des côtes. Au cours des trois à cinq années suivantes, nous aurons une bien meilleure idée du niveau possible des réserves dans la mer de Beaufort.

Le président: Je me permets de vous interrompre pour vous demander ce que vous voulez dire par votre déclaration:

Nous sommes aussi d'avis que si le gouvernement appuyait carrément le développement et l'accélération du processus d'amélioration . . .

Le gouvernement vous a-t-il fait part de ses intentions, sinon, à quoi vous attendez-vous?

M. Bezaire: Cette déclaration figurait dans le texte lorsque nous parlions du commencement de l'aménagement des installations de production. Il y a certaines questions se rapportant à la production de la mer de Beaufort et toute installation que nous construisons à cet endroit nécessitera beaucoup d'efforts dans le domaine de l'ingénierie. Avant de commencer à faire des efforts détaillés de ce côté, nous voulons avoir une assurance raisonnable que si nous pouvons répondre aux préoccupations écologiques, nous pourrions procéder avec le projet.

Le président: Vous parliez de processus d'amélioration, c'est-à-dire d'accélérer le processus d'amélioration, mais vous dites:

. . . si le gouvernement appuyait carrément le développement . . .

N'avez-vous pas cette déclaration d'appui par l'intermédiaire du Programme énergétique national?

M. Bezaire: Je pense que le problème de la production de pétrole de la mer de Beaufort implique un certain nombre de questions politiques. Certaines de ces questions se rapportent aux revendications territoriales et au besoin de pétrole. Je ne crois pas que nous ayons à l'heure actuelle une déclaration claire qui appuie l'idée de transporter du pétrole hors de la région de la mer de Beaufort—certainement pas suffisamment pour nous permettre d'engager des groupes importants d'ingénieurs pour concevoir un plan détaillé des installations de production dont nous aurons besoin pour mettre les réserves en service.

Le sénateur Balfour: Ce que vous dites c'est que bien que vous puissiez avoir une indication claire vous encourageant à explorer une réserve établie, le gouvernement n'a pas jusqu'ici mis en place de cadre de travail réaliste pour l'exploitation commerciale de ces réserves?

M. Haight: Cela veut dire tout simplement que nous n'avons pas eu d'indications claires que le gouvernement aimerait que la production commence dans la région de la mer de Beaufort

[Text]

socio-economic impacts can be managed. It is about as simple as that. There is no clear statement that the government policy is for development in the Beaufort area.

The Chairman: Are you saying that the National Energy Program is not a clear signal?

Mr. Haight: I guess it is not directly tied to the Beaufort area. There are a number of possible sources of supply for Canada's energy needs. There is still no clear indication, in our estimation, that production is desired from the Beaufort Sea.

Senator Guay: Could it be that the company is satisfied with the amount of production they are achieving at the present time and they are not prepared to go into that aspect of it for the moment? Perhaps you may not want to produce any more than you are producing at the moment.

Mr. Haight: No, I think I can safely say that we would like to produce more. We would like to grow as a company and develop some of the potential reserves that we do see in the Beaufort area. We have made what look to be commercial oil discoveries up there. Admittedly, they need more delineation before we would be prepared to put substantial money into production facilities. If we could get that production on stream, definitely we would like to do so, and to get the revenue stream that goes along with it.

Senator Molgat: In your view, what is it that you need from government?

Mr. Haight: We would like to see some clear policy that says if the socio-economic and environmental impacts can be managed that production would be approved in the Beaufort Sea area.

Senator Balfour: Is that the explanation that you use in your brief which referred to approval in principle? Really what you are saying is that in the developmental sense you would like to have approval in principle of these projects based upon which you would feel justified in making major expenditures that are required to bring them on stream?

Mr. Haight: Yes, I believe that is correct.

Senator Molgat: Have you made the request to government?

Mr. Haight: No, we have not made that specific request. It is part of the hearings and studies that are going on in relation to the Beaufort Sea environmental impact statement and the EARP process that is taking place.

Senator Guay: I do not wish to sound blunt, but if you really wanted to get government approval, why would you not make representations to find out why they are stalling and why they are not giving you the go-ahead sign? Are you saying to my colleague here that you have not made any requests?

[Traduction]

s'il est possible de résoudre la question des répercussions écologiques et socio-économiques. C'est aussi simple que cela. Il n'y a pas de déclaration claire indiquant que la politique du gouvernement favorise le développement dans la mer de Beaufort.

Le président: Voulez-vous dire que le Programme énergétique national ne constitue pas une indication claire?

M. Haight: Je pense qu'il n'est pas directement relié à la région de Beaufort. Il existe un certain nombre de sources possibles d'approvisionnement pour satisfaire aux besoins énergétiques du Canada. Nous estimons qu'il n'y a toujours pas d'indication claire quant à l'utilité d'exploiter les gisements de la mer de Beaufort.

Le sénateur Guay: La société serait-elle satisfaite de sa production actuelle et non disposée à examiner cet aspect pour l'instant? Peut-être que vous ne voulez pas augmenter votre production actuelle.

M. Haight: Non, je pense pouvoir dire que nous aimerions produire davantage. Nous désirerions que notre société s'agrandisse et exploite certaines réserves potentielles que nous voyons dans la région de Beaufort. Il semble que nous y ayons découvert une quantité de pétrole suffisant pour en justifier l'exploitation. Nous reconnaissons toutefois qu'il faudrait préciser davantage l'étendu des gisements avant que nous soyons prêts à investir des sommes importantes dans les installations de production. S'il était possible de mettre en valeur ces gisements, nous aimerions certainement le faire et en retirer les bénéfices correspondants.

Le sénateur Molgat: A votre avis, comment le gouvernement peut vous venir en aide?

M. Haight: Nous aimerions voir une politique claire qui précise que si l'on peut venir à bout des répercussions socio-économiques et environnementales, la production sera approuvée dans la région de la mer de Beaufort.

Le sénateur Balfour: S'agit-il là de l'explication que vous utilisez dans votre mémoire faisant allusion à l'approbation de principe? Dites-vous en fait que dans le domaine du développement, vous aimeriez obtenir une approbation de principe de ces projets, basée sur ce que vous estimez justifié pour procéder aux investissements importants qui sont nécessaires pour leur réalisation?

M. Haight: Oui, je crois que c'est exact.

Le sénateur Molgat: L'avez-vous demandée au gouvernement?

M. Haight: Non, nous n'avons pas formulé cette demande. Elle entre dans le cadre des audiences et des études qui se déroulent au sujet du dossier d'impact sur l'environnement de la mer de Beaufort et du processus PEEP.

Le sénateur Guay: Je ne veux pas avoir l'air brutal mais si vous désiriez vraiment obtenir l'approbation du gouvernement, pourquoi n'avez-vous pas formulé de représentation pour déterminer la raison pour laquelle ils diffèrent leur décision et ne vous donnent pas l'autorisation d'aller de l'avant? Êtes-vous

[Text]

Mr. Haight: I am being very frank. We cannot make a request until we have gone through the environmental impact statement to determine what the overall environmental impact and socio-economic impacts are of major development up there. That process is now under way. Public hearings will be held late this year and a report is expected some time in the spring or summer of 1983. Before anything can happen up there in terms of specific proposals, that process must take place. We are hoping that what will come out of that overall process will be a government policy that development can proceed up there if the impacts are managed.

Mr. Bezaire: The next two slides relate to some of the environmental work we have done in connection with our exploration program.

The first slide may look somewhat mundane to you, but we have included it because it indicates our long-standing concern about the impact our operation has on the environment in the north. This particular unit is an oil-fired, sled-mounted burner that we tow along with our seismic program in order that we can burn up any paper, cardboard or kitchen waste that results from these programs. The ash and waste is buried in holes that are drilled in the tundra and then covered over, and any solid or metal waste is taken to an approved disposal site.

Over a number of years we have been concerned also about the effect of our operation on mammals, both marine and terrestrial, sea birds, fish and other marine resources. We have done a series of studies looking at whales, seals and polar bears. I wish to touch on one here in a fair amount of detail because again it illustrates the type of program that we enter into in conjunction with our exploration work.

We recognize that the harvest of white whales by Inuit is important to them for cultural, social and nutritional reasons. So for the past 10 years we have retained a consultant who has been conducting whale monitoring surveys in the Beaufort Sea. From his work has come valuable scientific information about the size and distribution of the whale herd. Our primary objective in conducting this work was to use the information so that we could plan our activities, such as our barge and ship traffic, in such a manner that it would not disrupt whale migration patterns. The main conclusion of the reports that this consultant has prepared for us is that our operation has had no serious impact on the white whale population or the hunt itself. We think it demonstrates that both ourselves and industry are willing to conduct our operations in such a manner that there is not a significant environmental impact.

Senator Adams: You say that you can move the whales if they get caught. Often in the Arctic whales, such as beluga

[Traduction]

en train de dire à mon collègue que vous n'avez fait aucune demande?

M. Haight: Je suis très franc. Nous ne pouvons pas faire une demande tant que nous n'avons pas examiné le dossier d'impact sur l'environnement en vue de déterminer les répercussions environnementales et socio-économiques globales d'une mise en valeur à grande échelle dans cette région. Ce processus est actuellement en cours. Des audiences publiques seront tenues à la fin de l'année et on attend un rapport pour le printemps ou l'été ou pour 1983. Ce processus doit avoir lieu avant de pouvoir en venir à des propositions précises. Nous espérons que le processus global entraînera une politique gouvernementale approuvant la mise en valeur de ces gisements s'il est possible de surmonter les répercussions environnementales.

M. Bezaire: Les deux diapositives suivantes ont trait à certains travaux dans le domaine de l'environnement qui ont été réalisés dans le cadre de notre programme de prospection.

La première diapositive peut vous sembler quelque peu terre à terre mais nous l'avons incluse parce qu'elle révèle nos préoccupations permanentes au sujet des répercussions de nos activités sur l'environnement nordique. Voici un brûleur chauffé au mazout, monté sur traîneau, que nous remorquons au cours de nos activités dans le cadre du programme sismique afin de pouvoir brûler tous les papiers, cartons ou déchets de cuisine qui sont accumulés. Les cendre et les déchets sont ensevelis dans des trous creusés dans la toundra, puis comblés; tout déchet solide ou métallique est transporté à une fosse à déchets approuvée.

Pendant un certain nombre d'années, nous nous sommes également préoccupés des répercussions de nos activités sur les mammifères, marins et terrestres, sur les oiseaux de mer, les poissons et autres ressources de la mer. Nous avons effectué une série d'études sur les baleines, les phoques et les ours polaires. Je veux insister sur un exemple parce qu'il illustre le type de programme que nous entreprenons conjointement à notre travail de prospection.

Nous admettons que la chasse à la baleine blanche est importante pour les Inuit pour des raisons culturelles, sociales et ayant trait à la nutrition. Au cours des dix dernières années, nous avons donc eu recours à un expert qui a effectué des enquêtes de contrôle sur les baleines dans la mer de Beaufort. Ces travaux nous ont permis de recueillir des renseignements scientifiques précieux sur l'importance et la distribution du troupeau de baleines. En effectuant ce travail, notre objectif principal était d'utiliser les renseignements de façon à planifier nos activités, comme la circulation des chalands et des bateaux, de façon à ne pas déranger la migration des baleines. La principale conclusion qui ressort du rapport que cet expert a préparé pour nous est que nos activités n'ont pas eu de répercussions sérieuses sur la population de baleines blanches ou sur la chasse elle-même. Nous pensons que cela démontre que l'industrie et nous consentons à exercer nos activités de façon qu'elles n'aient pas de répercussions notables sur l'environnement.

Le sénateur Adams: Vous dites que vous pouvez déplacer les baleines si elles sont capturées. Dans l'Arctique, on capture

[Text]

whales, get caught. Two or three years ago about 100 whales got caught and they could not move any further into open water. There might not be open water again for about 25 or 30 miles. A whale can travel only so far under water, perhaps for 10 or 20 minutes, without breathing. It cannot travel under water for 30 or 40 miles to another stretch of open water before it comes up for air again. You said that anything that gets caught can be transferred into open water some place; did you say that?

Mr. Bezaire: We start an airplane survey once the Beaufort Sea opens up. We have observed that there is a migration of white whales into a number of bays in that area. We count the distribution of whales in different parts of the Beaufort, where they are going and how many there are. We use that information so that we can avoid them. If a pack or herd of whales is moving into an area, we conduct our operation so that we avoid them. We have not observed that the belugas have become trapped because of ice or freeze-up. They usually move out of the area; and we have not observed that phenomenon.

Senator Adams: My concern is that because of your operations some places may be quite narrow and they may move out into open water between your islands. Before you do anything, you say you always do a survey to see that nothing gets trapped in the area.

Mr. Bezaire: Interestingly enough, we were curious as to whether islands built in certain locations would scare off the whales. We have observed a number of whales very close to those locations and they do not seem to be afraid of our activities. We try to avoid them in our operations, but where there is a stationary group of equipment working at an island site, the whales seem curious about the activity that is going on, and seem to come in to have a look.

Senator Adams: Have you observed which way the whales are travelling—whether it is to Alaska or down the Hudson Strait—in the winter time, when the Beaufort Sea freezes up?

Mr. Bezaire: They would be going in a southwesterly direction, into Shallow Bay or Kugnallit Bay.

Senator Adams: So they are still around the area of the Beaufort Sea?

Mr. Bezaire: Yes. The studies that we have done on whales is done in a fairly concentrated area in the Beaufort Sea. We have not done studies in different parts of the Arctic because our operation is primarily centred in a fairly narrow area of the Beaufort Sea.

We have also conducted studies on the effect that our islands have on the ice and the break-up of that ice in that region. We have reviewed those studies with hunters and trappers in a number of local communities like Tuk and Aklavik. So where we have environmental information, we attempt to spread that through the communities and tell them what we found out.

[Traduction]

souvent des baleines telles que les bélougas. Il y a deux ou trois ans on a capturé environ cent baleines et il ne leur a pas été possible de regagner la pleine mer. Il arrive qu'il n'y ait pas d'eau libre sur des distances de 25 ou 30 milles. Une baleine ne peut se déplacer sous l'eau que pendant dix ou vingt minutes sans respirer. Elle ne peut pas se déplacer sous l'eau sur une distance de 30 ou 40 milles pour atteindre une autre étendue d'eau libre sans devoir remonter pour respirer. Vous avez déclaré que toute baleine capturée peut être acheminée dans les eaux libres, n'est-ce pas?

M. Bezaire: Nous commençons par effectuer un levé aérien lorsque la mer de Beaufort est ouverte. Nous avons observé qu'il y a une migration des baleines blanches dans un certain nombre de baies de cette région. Nous avons étudié la répartition des baleines dans les différentes parties de la mer de Beaufort, les endroits où elles vont et en quel nombre. Nous utilisons ces renseignements pour les éviter. Si une bande ou un troupeau de baleines se dirige vers une certaine zone, nous organisons nos activités pour les éviter. Nous n'avons pas vu de bélougas immobilisées par la glace ou le gel. Elles quittent d'ordinaire la région et nous n'avons pas observé ce phénomène.

Le sénateur Adams: Ce qui me préoccupe c'est que par suite de vos opérations, certains endroits peuvent être très rétrécis et il se peut qu'elles regagnent l'eau libre entre vos îles. Avant d'entreprendre un travail, vous dites que vous vous assurez qu'il n'y a pas de baleines emprisonnées dans la zone.

M. Bezaire: Il est intéressant de noter que nous étions curieux de savoir si le fait que nous construisions des îles en certains endroits effraierait les baleines. Nous avons observé un certain nombre de baleines très près de ces emplacements et elles ne semblent pas avoir peur de nos activités. Nous essayons de les éviter au cours de nos travaux mais, lorsqu'il y a un ensemble de matériel fixe fonctionnant sur une île, les baleines semblent être curieuses de savoir ce qui se passe et on dirait qu'elles viennent jeter un coup d'œil.

Le sénateur Adams: En hiver, lorsque la mer de Beaufort gèle, avez-vous observé dans quelle direction les baleines se déplacent—si c'est vers l'Alaska ou le détroit d'Hudson?

M. Bezaire: Elles se dirigent vers le Sud, dans la baie Shallow ou dans la baie Kugnallit.

Le sénateur Adams: De sorte qu'elles demeurent dans la région de la mer de Beaufort?

M. Bezaire: Oui. Nos études sur les baleines ont été réalisées dans une zone très restreinte de la mer de Beaufort. Nous n'en avons pas effectué dans différentes parties de l'Arctique parce que nos activités sont principalement concentrées dans une zone très étroite de la mer de Beaufort.

Nous avons également réalisé des études sur les effets qu'ont nos îles sur la glace et la débâcle dans cette région. Nous avons révisé ces études avec la collaboration de chasseurs et de trappeurs d'un certain nombre de collectivités locales telles que Tuk et Aklavik. Lorsque nous disposons de renseignements sur l'environnement, nous essayons de les disséminer dans les collectivités en révélant ce que nous avons découvert.

[Text]

We had a question earlier about what the Esso socio-economic program was. The next chart explains what it is. The underlying principle used in managing the socio-economic aspect of our operations in the north is that we want to provide maximum opportunity for northern participation, from both an employment and a business standpoint. Where possible we provide opportunities for communities to benefit from oil and gas exploration and development as related to improvements in infrastructure in the area. We also take all reasonable action to provide operating plans that mitigate any environmental and socio-economic effects due to our operation.

The next chart shows some of our employment history connected with our operations in northern regions. As you can see, the total level of employment from 1975 to 1981 has been in excess of 100 workers. It is important, when looking at this chart, to consider that our activity level has also decreased over this period of time. Back in the early 1970s we were operating four or five rigs and drilling a number of land locations. In the 1980s we have been operating one or two rigs in the Beaufort Sea. In 1981, the 153 people who were working in our operation represented about half of the work force we had in the Northwest Territories. We also make efforts to purchase material and other services wherever possible from northern communities, and last year we spent \$18.5 million in that regard.

The Chairman: That figure of \$18.5 million represents what percentage of the total expenditure?

Mr. Bezaire: Let me take, as an example, the Beaufort. In our operation there we spent about \$40 million last year. Some large chunks of that were for dredge equipment and tugs supplied by Canadian marine contractors. There are some portions of our program that you just cannot contract from northerners, but for things like goods and services, that we could get locally, they were a preferred source.

The Chairman: You still have not answered my question. You said 153 represented about 50 per cent of the work force.

Mr. Bezaire: That's correct.

The Chairman: What percentage of the total is \$18.5 million?

Mr. Bezaire: I would suspect that that would be in the order of 30 per cent to 40 per cent.

The Chairman: It would be that high?

Mr. Bezaire: Yes.

The Chairman: Could you tell me how many of that 153 would be natives?

Mr. Bezaire: That is a distinction that we have not been making in breaking these statistics down. The 153 that we refer to here are residents of the Northwest Territories.

[Traduction]

On nous a déjà posé une question sur la nature du programme socio-économique d'ESSO. Le prochain diagramme explique de quoi il s'agit. Dans la gestion de l'aspect socio-économique de nos opérations dans le Nord, le principe fondamental est que nous désirons favoriser au maximum sa participation, tant du point de vue chômage que commercial. Lorsque c'est possible, nous permettons aux collectivités de profiter de la prospection et de l'exploitation du pétrole et du gaz en apportant des améliorations aux infrastructures de la région. Nous prenons également toutes les mesures raisonnables pour fournir des projets d'exploitation qui atténuent les répercussions environnementales et socio-économiques de nos activités.

Le diagramme suivant montre certaines conditions d'emploi associées à nos opérations dans le Nord. Comme vous le voyez, le niveau total de l'emploi de 1975 à 1981 a dépassé 100 travailleurs. Lorsqu'on examine ce diagramme, il est important de considérer que notre niveau d'activité a également décru au cours de cette période. Au début des années 70, nous exploitons quatre ou cinq installations de forage et procédions à des forages dans un certain nombre d'endroits sur terre. Dans les années 80 nous avons exploité une ou deux de ces installations dans le mer de Beaufort. En 1981 les 153 personnes que nous employons représentaient près de la moitié de nos ouvriers employés dans les Territoires du Nord-Ouest. Lorsque cela est possible, nous nous efforçons également d'acheter le matériel et les autres services dans les collectivités du Nord et, l'année dernière, nous avons dépensé 18.5 millions de dollars pour ce faire.

Le président: Quel pourcentage ce chiffre de 18,5 millions de dollars représente-t-il dans vos dépenses totales?

M. Bezaire: Permettez-moi de prendre à titre d'exemple la mer de Beaufort. L'année dernière, nous avons consacré environ 40 millions de dollars à nos activités. Des montants importants de cette somme ont servi à l'acquisition de matériel de dragage et de remorqueurs fournis par les chantiers maritimes canadiens. Certaines parties de notre programme ne peuvent pas être exécutées par les contracteurs du Nord mais nous leur avons accordé la préférence dans le domaine des biens et services que nous pouvions obtenir dans la région.

Le président: Vous n'avez toujours pas répondu à ma question. Vous avez déclaré que 153 personnes représentaient environ 50 p. 100 de l'effectif de vos employés.

M. Bezaire: C'est exact.

Le président: Quel pourcentage du total représentent les 18,5 millions de dollars?

M. Bezaire: Je pense que ce serait de l'ordre de 30 à 40 p. 100.

Le président: Il est aussi élevé?

M. Bezaire: Oui.

Le président: Pouvez-vous me dire combien il y a d'autochtones sur ces 153 personnes?

M. Bezaire: Il s'agit là d'une distinction qui n'entre pas dans la ventilation de nos statistiques. Les 153 personnes auxquelles nous faisons allusion ici sont des résidents des Territoires du Nord-Ouest.

[Text]

The Chairman: I am amazed at your figure. In the north we would see all the employees, but most of them were from Alberta, going in and out drilling wells, and there was not a great percentage of actual northerners working in exploration. How do you identify a northerner?

Mr. Bezaire: We identify a northerner as someone who makes his residence in the Northwest Territories.

The Chairman: How long would he have to live there?

Mr. Bezaire: We do not have any stipulation with regard to how long he has lived there. The only stipulation is that he must have a residence somewhere in the Northwest Territories. If someone has lived there for 10 years he would be classified as a northerner, and if someone has lived there for one year he would be classified as a northerner for the purposes of these statistics.

The Chairman: Would I be wrong in saying that most of you exploration crews—seismic crews, and so on—come from the south?

Mr. Bezaire: Just about half of them come from the south.

The Chairman: Just half?

Mr. Bezaire: Yes.

Mrs. Dakers: Do you operate any training or orientation programs?

Mr. Bezaire: In both our Norman Wells operation and in our Arctic operation we have training programs for all our employees.

Senator Guay: I assume that your training program would be designed with the needs of your future operations in mind. What is involved in that training program right now? Could you give us the number of people you are training at the present time?

Mr. Bezaire: I would say that every individual involved in our Norman Wells operation, in effect, is involved in a training program. In our Beaufort operation we do hire a number of people on a casual basis in the summertime. These individuals may be involved in labour on the island construction site, and they would not participate in any training program; however, there are a number of people on our Arctic permanent staff, working on the drilling rigs, who participate in the training program we have on these rigs, and a number of these individuals have progressed to the stage where they are holding very responsible positions and are in charge of a crew of men on their ship. The training programs we have established cover virtually all the people we hire on a permanent basis.

Senator Guay: So your training program involves people who are now being trained on the job with your future needs in mind. Let us say, however, that you expanded by just one more rig. That means that somebody else would have to be put into that training program.

[Traduction]

Le président: Votre chiffre m'étonne. Dans le Nord nous observons tous les employés qui se rendaient aux puits de forage ou qui en revenaient, et la plupart étaient de l'Alberta. Il n'y a pas un gros pourcentage de véritables habitants du Nord qui travaillent dans la prospection. Comment identifiez-vous un habitant du Nord?

M. Bezaire: Nous identifions un habitant du Nord comme quelqu'un qui réside dans les Territoires du Nord-Ouest.

Le président: Combien de temps doit-il y vivre?

M. Bezaire: Nous n'avons aucune condition dans ce domaine. La seule est que la personne doit posséder une résidence quelque part dans les Territoires du Nord-Ouest. Si une personne a vécu là pendant dix ans elle sera classée comme un habitant du Nord et, si elle n'y a vécu qu'un an elle sera classée de même aux fins de ces statistiques.

Le président: Serait-il faux de dire que la plupart de vos équipes de prospection—équipes sismiques, etc.—viennent du Sud?

M. Bezaire: A peu près la moitié viennent du Sud.

Le président: Simplement la moitié?

M. Bezaire: Oui.

Mme Dakers: Avez-vous des programmes de formation ou d'orientation?

M. Bezaire: Nous avons des programmes de formation pour tous nos employés, à la fois pour notre exploitation à Norman Wells et dans l'Arctique.

Le sénateur Guay: Je présume que votre programme de formation est conçu en ayant à l'esprit les besoins de votre exploitation future? Que comprend votre programme de formation en ce moment? Pouvez-vous nous indiquer le nombre de personnes suivant des cours de formation à l'heure actuelle?

M. Bezaire: Je dirais que toute personne participant à l'exploitation de Norman Wells participe en fait au programme de formation. Dans notre exploitation de la mer de Beaufort, nous embauchons un certain nombre de personnes sur une base temporaire en été. Ces personnes peuvent participer à du travail temporaire sur le site de construction de l'île et ne participent à aucun programme de formation. Parmi notre personnel de l'Arctique, il y a toutefois un certain nombre de personnes qui travaillent avec des appareils de forage et qui participent au programme de formation que nous avons pour enseigner leur maniement. Un certain nombre de ces personnes ont progressé suffisamment pour occuper des postes de grande responsabilité et elles ont la charge d'une équipe sur leur bateau. Notre programme de formation couvre pratiquement toutes les personnes que nous embauchons sur une base permanente.

Le sénateur Guay: Votre programme de formation regroupe donc des personnes qui sont actuellement en train d'être formées en cours d'emploi et est orienté en fonction de vos besoins futurs. Disons que vous ajoutez un seul appareil de forage. Cela signifie qu'il faudrait que quelqu'un d'autre participe à ce programme de formation.

[Text]

Mr. Bezaire: That is correct.

Senator Guay: I would like to make this comment to you, that while we were visiting the site the natives—I suppose that is the appropriate word; perhaps I should say “northerners”—who were there were very pleased indeed with the work that they got in your operation in Norman Wells. In fact, we had occasion to speak to some of them. I asked a bus driver and a fellow at the dock how they liked their jobs and they would not have wanted anything else. They were as happy as anything. That was casual labour, of course, but these people seemed very happy with the work they had been able to get from your company.

What I am concerned with is the employees you are using in the training program being limited to the staff that you require only at the present time. There does not seem to be any provision for training extra people.

Mr. Bezaire: If we are confident that we are going to have an increase in the program, as, for instance, at Norman Wells, we train people in preparation for the expansion. At Norman Wells we have plans that cover the next few years, to bring people into the operation in excess of the current demand so that those people will be trained when that expanded facility comes on stream.

In an area where we are operating one drilling rig, and we do not see an opportunity to expand to two rigs, then obviously we do not have a number of people on that rig to cope with an expansion that may not take place. As I say, however, where we are confident that there is going to be an increase in activity we make efforts to take people into the operation early so that they are trained when the need arises.

Senator Lucier: Does the government of the Northwest Territories have any vocational school facilities for training people who can fit into your operations?

Mr. Bezaire: A vocational school has been established in Fort Smith. That is the only school that has been established in the Northwest Territories, although there have been some activities in other regions; but that is the primary school that covers the Northwest Territories.

Senator Adams: Where do you say that is? At Fort Smith?

Mr. Bezaire: Yes. And they are working on a number of valuable programs for the training of people in equipment operator skills. They also have training programs to enable individuals to get involved in the marine operation as deck hands, and that type of thing.

Senator Lucier: So you do not work directly with them, but they do train people that you could make use of.

Mr. Bezaire: We do work with them in that we let them know what our requirements are in the way of staff. We have made a commitment that some of the graduates coming out of those programs would be offered jobs by us at Norman Wells.

[Traduction]

M. Bezaire: C'est exact.

Le sénateur Guay: Je voudrais vous faire remarquer que lorsque nous avons visité les lieux, les autochtones—je suppose que c'est là le terme approprié; peut-être devrais-je dire les «habitants du Nord»—qui se trouvaient là étaient très satisfaits du travail qu'ils avaient obtenu dans votre exploitation de Norman Wells. En fait, nous avons eu l'occasion de parler à certains d'entre eux. J'ai demandé à un chauffeur d'autobus ainsi qu'à un débardeur s'ils aimaient leur travail; ils m'ont répondu qu'ils ne voudraient pas faire autre chose et qu'ils étaient tout à fait heureux. Il s'agissait, il va sans dire, d'un emploi temporaire mais ils semblaient très heureux d'avoir été embauchés par votre société.

Ce qui m'inquiète, c'est que votre programme de formation s'adresse aux seuls employés dont vous avez besoin à l'heure actuelle. Vous ne semblez pas avoir prévu la formation d'un personnel plus nombreux.

M. Bezaire: Si nous sommes persuadés que nous allons diversifier notre programme, à Norman Wells, par exemple. Nous formons alors notre personnel en vue de cette expansion. A Norman Wells, nous avons prévu, au cours des prochaines années, former plus d'ouvriers que ne l'exige le fonctionnement de l'équipement. Ainsi, ces employés auront reçu une formation, lorsque cette nouvelle installation sera mise en exploitation.

Dans une région où nous n'avons qu'un seul appareil de forage et ne prévoyons pas en acheter un deuxième, il est évident que nous n'employons pas de personnel supplémentaire en vue d'une expansion qui risque de ne pas se produire. Je le répète, toutefois, nous sommes assurés que l'activité s'intensifiera et nous nous efforçons d'embaucher et former notre personnel assez tôt, de manière à pouvoir nous en servir lorsque le besoin s'en fera sentir.

Le sénateur Lucier: Les écoles du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest permettent-elles de former le personnel dont vous avez besoin?

M. Bezaire: Une école professionnelle a été établie à Fort Smith. C'est la seule, dans les Territoires du Nord-Ouest, bien qu'il y en ait quelques autres dans d'autres régions; mais c'est la principale école des Territoires du Nord-Ouest.

Le sénateur Adams: Où dites-vous qu'elle se trouve? A Fort Smith?

M. Bezaire: Oui. Le gouvernement travaille à l'heure actuelle à la conception d'un certain nombre de programmes valables, axés sur la formation d'opérateurs de machines. Ils offrent également des programmes de formation visant à intéresser les gens aux opérations navales comme matelots de pont et autres occupations de ce genre.

Le sénateur Lucier: Vous ne travaillez pas directement avec eux, mais ils forment des gens que vous pourriez recruter.

M. Bezaire: Nous collaborons avec eux en leur faisant part de nos exigences en matière de personnel et, à Norman Wells, nous nous sommes engagés à offrir des emplois à quelques-uns

[Text]

To that extent we do work with the Northwest Territories government.

Senator Adams: You were talking about the northern community. I know you people used to have something rotating in some of the communities, at one time, especially around the Coppermine area and Cambridge. I think the closest one is around Tuk, or Inuvik. Actually, has not part of your new staff been hired mostly from around Yellowknife, because it is the biggest city in the Northwest Territories? I was wondering how many of the people in the area around Coppermine, Cambridge, Tuk and Inuvik have been hired?

Mr. Bezaire: At Norman Wells we hire people mainly from communities in the Mackenzie River area, such as Fort Good Hope, Fort Franklin, Wrigley and Fort Norman.

In the Beaufort area hiring is mainly done around where the operation is taking place, so we take people from Tuktoyaktuk, Aklavik and Inuvik. We don't spread right out across the Northwest Territories to bring people in. Our hiring goes out from where our area of activity is. There is no doubt that we do a lot of hiring in the Beaufort communities such as Aklavik and Inuvik and the communities along the Mackenzie.

Senator Adams: Last week we had Senator Olson, the Minister of State for Economic Development here, and he was talking about what will happen after you have finished the pipeline at Norman Wells. Will you be able to hire, say, about 150 local people who will be able to maintain and look after the pipeline, for example in the pumping stations, in the future?

Mr. Bezaire: Excuse me, senator, could you repeat that question?

Senator Adams: Last week we heard from Senator Olson who said that, as soon as the pipeline is built at Norman Wells, 150 local people could be hired on a permanent basis. Would the jobs of the 150 people be related to maintenance of the pipeline?

Mr. Bezaire: The staff of 150 people would be involved in a lot of operations besides pipeline work. We would employ a number of those people at the oil facility site itself to cover the operation of the wells, the operation of the plant facilities, and maintenance work.

Senator Molgat: To take the year 1981, for example, you say that the figure of 153 represents half of the work force. The others, presumably, come from Alberta or some other area?

Mr. Bezaire: That is right.

Senator Molgat: Do you have transportation arrangements for those people to go back to their homes or do they simply come up for the summer or whatever period?

Mr. Bezaire: The transportation system varies. Some of the people working in these northern regions come in from Vancouver via tugs that we have operating. We have a contract with a marine contractor and those crews usually come from

[Traduction]

des diplômés de ces programmes. En ce sens, nous collaborons avec le gouvernement des Territoires-du-Nord-Ouest.

Le sénateur Adams: Je crois que vous vous êtes ordonnés à quelque activité dans quelques-unes des collectivités, à un certain moment surtout, dans la région de Coppermine et à Cambridge. Je crois que la plus rapprochée se situe aux environs de Tuk ou Inuvik. En réalité, n'embauchez-vous pas une partie de votre nouveau personnel, dans le voisinage de Yellowknife, cette ville étant la plus importante des Territoires-du-Nord-Ouest. Je me demandais combien vous aviez embauché de personnes à Coppermine, Cambridge, Tuk et Inuvik?

M. Bezaire: A Norman Wells, nous recrutons surtout dans la région de la rivière Mackenzie, notamment Fort Good Hope, Fort Franklin, Wrigley et Fort Norman.

Dans la région de la Mer de Beaufort, nous recrutons surtout là où nous effectuons des travaux, de sorte que nous employons des gens de Tuktoyaktuk, Aklavik et Inuvik. Nous ne recrutons pas à l'échelle des Territoires-du-Nord-Ouest. Nous recrutons dans la région même où nous exécutons nos travaux. Sans doute, nous recrutons beaucoup dans les collectivités de la mer de Beaufort, Aklavik et Inuvik, par exemple, ainsi que dans les agglomérations riveraines du Mackenzie.

Le sénateur Adams: Nous avons reçu la semaine dernière le ministre d'État au Développement économique, le sénateur Olson, qui nous a exposé ce qui se produira, une fois terminée la construction du pipeline à Norman Wells. Serez-vous en mesure de recruter dans la région 150 personnes aptes à assurer l'entretien et la surveillance du pipeline, dans les stations de pompage?

M. Bezaire: Pardon, sénateur, pourriez-vous répéter votre question?

Le sénateur Adams: La semaine dernière, le sénateur Olson, qui comparaisait devant nous, nous disait que, sitôt terminée la construction du pipe-line à Norman Wells, on pourrait recruter 150 employés permanents dans les localités avoisinantes. Seront-ils, en quelque sorte, préposés à l'entretien du pipe-line?

M. Bezaire: Ils auront bien d'autres tâches à exécuter. Certains travailleront sur les lieux du chantier, à l'exploitation des puits, au fonctionnement des installations, et à l'entretien.

Le sénateur Molgat: Si l'on prend par exemple l'année 1981, vous dites que le chiffre 153 représente la moitié de l'effectif. Quant aux autres employés, on suppose alors qu'ils viennent de l'Alberta ou d'ailleurs?

M. Bezaire: C'est exact.

Le sénateur Molgat: Vous chargez-vous de leur retour où s'ils se rendent au chantier pour une période donnée, l'été par exemple?

M. Bezaire: Le moyen de transport varie, certains nous arrivent de Vancouver à bord de nos caboteurs. Nous avons signé un contrat avec un entrepreneur maritime et ces équipes viennent habituellement de Vancouver et y retournent. Si, par

[Text]

Vancouver and return to Vancouver. If we hire people directly out of Aklavik, for example, we utilize air service. Usually we pick those people up, bring them to the work site and take them back to their community after their shifts are over. For people coming from southern regions, such as Edmonton or Calgary, we do run a flight from Alberta. We transport those individuals up to the work site.

Senator Molgat: Do those people stay at the work site for a length of time or do they return to their homes?

Mr. Bezaire: Those people usually stay for a period of approximately 18 days.

Senator Molgat: Do you provide the same service for the northern residents? For example, at Norman Wells you have said that you hire up and down the valley. Do you also make arrangements to transport those people back to their homes?

Mr. Bezaire: Yes, we do.

The Chairman: I have one quick question, Mr. Bezaire, with respect to your special supervisory training. Is there any consideration given, in this special supervisory training, to the unique requirements of the native? Are your courses designed with such special considerations in mind?

Mr. Bezaire: The special supervisory training that I have talked about is, in effect, designed exactly with the natives in mind so that the supervisors have some appreciation of the culture and the way of life of the northern natives. Therefore, any conflicts which might arise can be dealt with, because the supervisors have been exposed to some of these issues through their training. In effect, then, we are taking care of precisely the problems that you inquired into.

The Chairman: Mr. Bezaire, I think we are going to run out of time. I wonder if we could move directly to a discussion of your alternative transportation systems?

Mr. Bezaire: Certainly. There are, however, one or two points which I think are of importance which we have skipped over. One of them has to do with the time at which we see development coming on stream in the Beaufort Sea. Mr. Haight indicated that our studies would show that major production could occur in the late eighties or early nineties. I can, however, return to this point.

The Chairman: There are three areas in which we are specifically interested, those areas being transportation, your development schedule and the approval process.

Mr. Bezaire: This chart shows the time that will be required to bring major production from the Beaufort on stream. I believe that you asked a question about this earlier. We have shown "time zero" as the time at which we received a clear signal in support of development if acceptable controls can be implemented; that is, controls with regard to our meeting environmental standards and controls with regard to our compliance with certain socio-economic objectives. On the right hand of that time zero, we have indicated that we are fairly confident that, if there are sufficient reserves, we could bring an oil pool on stream in four or five years. In this chart we have indicated that we expect it will take approximately three years to go through the approval process that, in effect, says

[Traduction]

exemple, nous embauchons directement à Aklavik, nous utilisons le transport aérien. Habituellement, nous les transportons à leur lieu de travail et les ramenons chez-eux, en fin de poste. Ceux qui viennent des régions du Sud, Edmonton ou Calgary par exemple, sont transportés par avion, jusqu'au chantier.

Le sénateur Molgat: Ces employés demeurent-ils sur le chantier un certain temps ou retournent-ils chez eux?

M. Bezaire: Ils y demeurent habituellement pendant environ 18 jours.

Le sénateur Molgat: Faites-vous de même pour les résidents du Nord? Vous avez dit, par exemple, que vous embauchiez à Norman Wells des employés qui résident au nord et au sud de la vallée. Vous chargez-vous aussi de les ramener chez-eux?

M. Bezaire: Oui.

Le président: Une petite question, monsieur Bezaire, sur votre programme spécial de formation de surveillants. Tenez-vous compte des exigences particulières des employés autochtones, masculins ou féminins. Vos cours sont-ils conçus à leur intention?

M. Bezaire: Ils le sont, effectivement; de sorte que les surveillants connaissent un peu la culture et la façon de vivre des autochtones du Nord. Du fait que ces questions ont été abordées en cours de formation, les surveillants sont en mesure de résoudre tout conflit qui pourrait surgir. Nous nous occupons précisément des problèmes que vous étudiez.

Le président: M. Bezaire, le temps va, je crois, nous manquer. Pourrions-nous passer aux solutions, en matière de transports?

M. Bezaire: Certainement. Mais il y a un ou deux points, importants selon moi, que nous avons étudiés. Le moment où prévoyons que la production commencera effectivement dans la Mer de Beaufort en est un. Selon M. Haight, nos études nous annonceraient une forte production pour la fin des années 80 ou le début des années 90. Je puis, toutefois, revenir sur ce point.

Le président: Seuls trois domaines nous intéressent: le transport, votre calendrier et le processus d'approbation.

M. Bezaire: Ce graphique indique le temps qu'il nous faudra pour atteindre notre objectif de production dans la Mer de Beaufort. Vous avez, je crois, posé plus tôt une question à ce sujet. Nous avons indiqué «temps zéro» comme étant le moment auquel on nous donnait le feu vert pour le développement, à la condition que des contrôles acceptables puissent être mis en place; j'entends le contrôle des normes environnementales et celui de certains objectifs socio-économiques. À droite de ce point zéro, nous sommes presque assurés, si les réserves étaient suffisantes, de commencer l'entraînée d'ici quatre ou cinq ans. Sur ce graphique nous estimons qu'il nous faudra environ trois ans pour nous conformer au processus d'approbation qui stipule en fait: «si vous pouvez satisfaire à des normes

[Text]

"If you can meet specific environmental concerns and handle specific social programs, production from the Beaufort Sea can proceed." Included in these approvals would be such things as the EAR process, DIAND approval on socio-economic and environmental matters, the discussions we have with COGLA, approvals on technical points and NEB approval. Therefore, our prediction is that if government clearances can be obtained in three years or so, oil fields can be brought on stream, in a relatively major fashion, by the late 1980s. If the approvals take longer than that, obviously we will be into the nineties before we see any major production from the Beaufort region.

Should I move on to the transportation alternatives?

The Chairman: All right.

Mr. Bezaire: As you are aware, there are two main transportation alternatives for bringing oil from the Beaufort Sea: tankers and pipelines. The analyses that we have done to date in order to formulate a comparison of these alternatives look at bringing the oil to a common place such as Montreal. If oil came out of the Beaufort region by tanker, it would be transported through the Arctic Islands and could land at Point Tupper. If it was landed at Point Tupper, a shuttle tanker would be needed to take that oil down to Portland, from which it could be pumped to Montreal.

The other alternative, a pipeline system, means that a pipeline would extend from North Point down to the Edmonton region, where it would tie into the Interprovincial system and hence would be transported to the Montreal and Toronto markets.

The next chart that we have sets out the advantages and disadvantages that we see for both systems. Before we proceed, I want to emphasize that we see both systems as being viable transportation alternatives. There are advantages and disadvantages to both, but we see that the two can be used in order to transport oil from the Beaufort region.

Considering the advantages of tankers for a moment, if our oil production capability reached the point where the country decided it was desirable to export oil, a tanker transportation system would give very good access to offshore markets. There is obviously a positive impact on the shipbuilding industry if a number of large icebreaking oil tankers are built. As well, if the tanker alternative is used in transporting oil, the Canadian presence in the Arctic Islands would be enhanced. Furthermore, because of the need for tankers, there is a new type of Canadian technology development with respect to this specific piece of equipment that is used for transporting oil reserves out of the Canadian Arctic.

The pipeline systems have different advantages. The technology required for pipelines, including pipelines in the Arctic regions, is largely established. Therefore, there is not a great amount of technology development required in order to design

[Traduction]

environnementales précises et assurer des programmes sociaux précis, vous pouvez commencer l'exploitation des gisements de la Mer de Beaufort.» Ces approbations comporteraient entre autres le processus d'examen des évaluations environnementales, l'approbation par le ministère des Affaires indiennes et du Nord relativement à des questions socio-économique et environnementales des discussions que nous avons eues avec l'Administration des terres pétrolières et gazéifères du Canada relativement à certains points techniques ainsi l'approbation de l'Office national de l'Énergie. Nous espérons donc, si nous obtenons l'approbation du gouvernement, d'ici trois ans, commencer à extraire le pétrole en quantités assez importantes d'ici la fin des années 80. S'il nous fallait plus de temps pour obtenir l'approbation, il est évident que ce ne sera que dans les années 90 que nous serons en mesure de tirer le maximum de la région de Beaufort.

Puis-je passer à la question du transport?

Le président: D'accord.

M. Bezaire: Comme vous le savez, il y a deux principales façons de transporter le pétrole à partir de la Mer de Beaufort: le pétrolier et le pipe-line. Les analyses que nous avons faites jusqu'à maintenant pour établir une comparaison entre ces solutions prévoient qu'il faudra transporter le pétrole jusqu'à un lieu commun comme Montréal. Si ce pétrole était transporté par pétroliers, il faudrait naviguer entre les îles de l'Arctique, jusqu'à Point Tupper éventuellement. À partir de ce point, une navette acheminera ce pétrole jusqu'à Portland, d'où celui-ci pourrait être pompé jusqu'à Montréal.

L'autre solution, un pipe-line, signifie qu'une canalisation serait construite entre North Point jusque dans la région d'Edmonton où elle serait raccordée au système interprovincial; le pétrole serait ensuite transporté jusqu'aux marchés de Montréal et de Toronto.

Le prochain tableau expose quels sont, à notre avis, les avantages et les inconvénients des deux systèmes. Avant d'aller plus loin, permettez-moi de vous dire que les deux systèmes sont viables, comportant tous deux des avantages et des inconvénients, mais qu'ils sont propres l'un et l'autre à transporter le pétrole à partir de la région de Beaufort.

Songeons, pour l'instant, aux avantages que représentent les pétroliers; si notre production de pétrole atteint le point où notre pays décide qu'il serait souhaitable de l'exporter, ce système de transport par pétroliers assurerait un très bon accès sur les marchés étrangers. Il est évident que, s'il faut construire un certain nombre de gros pétroliers brise-glaces, cela aura une influence positive sur l'industrie de la construction navale. De même, le recours aux pétroliers ne pourrait qu'accroître les activités du Canada dans l'Arctique. En outre, compte tenu du besoin de pétroliers, un nouveau type de technologie voit le jour au Canada en ce qui concerne cette pièce d'équipement auquel on a recours pour transporter les réserves hors de l'Arctique.

Les systèmes de pipe-line comportent un avantage différent. La technologie nécessaire pour les pipe-lines, y compris les pipe-lines des régions arctiques, est bien établie. Il n'y a donc aucun développement technologique important à faire pour

[Text]

a pipeline that will take oil from the Northwest Territories. Our studies show that there is a cost advantage to the pipeline system relative to the tanker system. In some cases, we have discovered that the cost of transporting oil by pipeline is approximately half of what it would be by tanker. As well, a pipeline system is a passive system, in that once a pipeline is laid you do not disturb it, whereas a tanker is moving all the time. Therefore, there is not much risk of any significant incident occurring with regard to a pipeline.

As well, if a pipeline is constructed in the Northwest Territories it will provide a revenue source for the Northwest Territories and also some work for the residents of the Northwest Territories.

Senator Guay: Except that, when the pipeline is built, then this will become almost obsolete because, as you just mentioned, you wouldn't disturb the pipeline after that and many of the employees would be gone. On the other hand, if you used the other system, there would be a continuity of employment.

Mr. Bezaire: Well, a work force is also required to operate a pipeline. Maintenance crews are required and also a staff of operators is required.

Senator Lucier: The pipeline you are discussing is offshore, isn't it?

Mr. Bezaire: The pipeline I am referring to, if the reserves in the Beaufort are delineated, would be built from the Beaufort Sea down to Edmonton. That is the system I am talking about.

Mrs. Dakers: What are the minimal reserves for each system?

Mr. Bezaire: Obviously, the level of reserves varies depending on the type of pipeline you would want to build.

Mrs. Dakers: Tankers, for instance, don't need such a high delineation of crude reserves. Is that not right?

Mr. Bezaire: The investment in tankers and pipelines is actually surprisingly similar, because one aspect about the tanker system is that you would need to establish a pumping station in the Beaufort Sea. That station would need to store many thousands and possibly millions of barrels of oil. It would cost a great amount of money to install that in the first place. So there is a fair amount of infrastructure associated with the tanker option.

Another way of answering the question is, I guess, that we do not see a big difference in the amount of reserves required for either system.

Senator Lucier: I would like to go back to what I was asking before. You are talking about development technology and you are showing us where you are building islands out in the Beaufort Sea to search for the oil. If you find it, have you the technology to get it to shore to put it in the pipeline?

Mr. Bezaire: Yes, we do.

[Traduction]

concevoir un pipe-line qui transportera le pétrole à partir des Territoires-du-Nord-Ouest. Nos études révèlent que, du point de vue des frais, le système de pipe-line l'emporte sur l'autre. Dans certains cas, nous avons découvert qu'il en coûte presque la moitié moins pour transporter le pétrole par pipe-line. Ainsi, un système de pipe-line est un système passif, c'est-à-dire qu'une fois que vous avez posé votre canalisation vous n'y touchez plus, tandis que le pétrolier se déplace constamment. Les risques d'accident sont, par conséquent, infimes pour le système de pipe-line.

En outre, la construction d'un pipe-line dans les Territoires du Nord-Ouest assurera des revenus pour les Territoires du Nord-Ouest et du travail pour ses habitants.

Le sénateur Guay: Sauf que, lorsque le pipe-line sera construit, il deviendra presque suranné, parce que, comme vous venez tout juste de le mentionner, vous ne toucheriez plus au pipe-line, par la suite et de nombreux employés auraient perdu leur emploi. D'autre part, si vous adoptiez l'autre système, il y aurait toujours des emplois pour la population.

M. Bezaire: Eh bien, il faut aussi un effectif pour assurer le fonctionnement d'un pipe-line, des équipes d'entretien et des techniciens.

Le sénateur Lucier: Le pipe-line dont vous parlez est au large n'est-ce pas?

M. Bezaire: Le pipe-line dont je parle, si les réserves de la région de Beaufort sont délimitées, irait de la Mer de Beaufort jusqu'à Edmonton. C'est de ce système dont je parle.

Mme Dakers: Quelles sont les réserves minimales pour chacun des systèmes?

M. Bezaire: Leur niveau varie évidemment selon le genre de pipeline que l'on construit.

Mme Dakers: Ainsi, les pétroliers, n'appellent pas, n'est-ce pas, de grandes réserves de brut?

M. Bezaire: Il est étonnant, en réalité qu'il en coûte à peu près autant pour le transport par pétroliers ou par pipeline, vu que le système de pétroliers nécessite la construction, dans la mer de Beaufort, d'une station de pompage propre à stocker des milliers, voir des millions de barils. L'installation de cette station coûterait très cher. Il faut donc compter un bon montant pour l'infrastructure, dans l'option des pétroliers.

Une autre façon de répondre à la question serait, je suppose, que nous ne voyons pas beaucoup de différence dans la quantité de réserves requises pour l'un ou l'autre des systèmes.

Le sénateur Lucier: J'aimerais revenir à ma question précédente. Vous parlez de technologie et vous m'indiquez les endroits où vous construisez des îles dans la mer de Beaufort, à la recherche de pétrole. Si vous en trouvez, possédez-vous la technologie nécessaire pour le transporter jusqu'au pipeline sur la terre ferme?

M. Bezaire: Oui.

[Text]

Senator Lucier: So when you are discussing the pipeline, you are talking about right from wherever the oil is found into Edmonton. You are talking about underwater pipelines or whatever else is required.

Mr. Bezaire: That is exactly right, yes.

Mr. Haight: You would dredge a trench in the sea floor and lay the pipeline in the trench and then fill it back in.

Senator Lucier: It is just that your map shows the tanker route from out in the sea and the pipeline from the shore. I wondered if there was a discrepancy.

Mr. Haight: You were wondering if there was a gap there. No, there isn't.

Senator Lucier: It would be a small gap, but a very important gap, if it was the one in the water.

Mr. Haight: Yes.

Mr. Bezaire: Another point I touched on a little earlier was that if a major diameter pipeline were to go through the Northwest Territories it would provide a certain impetus to exploration along the pipeline route itself.

Just as there are advantages to the system, however, there are also disadvantages. One of the disadvantages of the pipeline system is that, if you build a pipeline, you do not require ice-breaking oil tankers; so there is less impetus to the shipbuilding industry.

It is interesting to note that, regardless of the transportation system, there would still be a significant stimulus to the shipbuilding industry, if the Beaufort oil production were developed, because in order to build the facilities you would need dredges to build production islands and barges to take the material to the islands, and you would need work boats and tugs. Regardless of the transportation system, therefore, there would also be a significant shipbuilding impact from Beaufort oil production.

Another aspect of the pipeline construction is that, usually, you need large crews and a fairly sizable number of people to build the pipeline. One thing an operator needs to be careful about is managing the number of people who are in the Northwest Territories during the construction phase.

Looking at tankers for a minute, there are disadvantages with that system also. A tanker system is dynamic. It is moving through the ice, or through the water, and so there is probably more of a chance that some incident could occur. The technology itself is not readily available and would need some development. Also a tanker transportation system is substantially less energy-efficient than a pipeline system. Our studies show that up to 10 per cent of the crude cargo of an ice-breaking tanker, when it is moving through ten feet of ice-would be consumed as fuel in comparison to perhaps 1 or 2 per cent for a pipeline system.

We think both methods are viable. There are advantages and disadvantages to both systems. We think a pipeline system has a tariff advantage, but it does not have enough of a tariff

[Traduction]

Le sénateur Lucier: Donc, lorsque nous discutons de pipeline, vous parlez de l'endroit exact où le pétrole a été découvert jusqu'à Edmonton. Vous parlez de pipelines sous-marins ou autres qu'il faudra installer.

M. Bezaire: C'est exact.

M. Haight: Vous creuseriez une tranchée dans le fond de la mer pour y installer le pipeline et ensuite le remplir.

Le sénateur Lucier: C'est simplement parce que votre plan indique le trajet du pétrolier en mer et celui du pipeline à partir du rivage. Je me demandais s'il y avait un écart.

M. Haight: Vous vous demandez s'il y a un écart à cet endroit. Non, il n'y en a pas.

Le sénateur Lucier: Ce serait un petit écart, mais très important, s'il était sous l'eau.

M. Haight: Oui.

M. Bezaire: Un autre point que j'ai soulevé un peu plus tôt c'est que, si un pipeline d'un diamètre important traversait les Territoires du Nord-Ouest, cela stimulerait l'exploration le long même du tracé du pipeline.

Cependant, ce système comporte des avantages autant que des inconvénients. L'un des inconvénients, si l'on décide en faveur du pipeline, c'est que l'on n'aura pas besoin d'un grand nombre de pétroliers brise-glace, ce qui signifie moins de travail dans l'industrie de la construction navale.

Il est intéressant de noter que, quel que soit le système de transport, il aura des retombées économiques importantes sur l'industrie de la construction navale, si la production de pétrole dans la mer de Beaufort se développe parce que, pour être en mesure de construire ces installations, il faudra des dragueurs pour la construction des îles de production, et des barges pour apporter le matériel à ces îles, de même que des ateliers de réparation flottants et des remorqueurs. Par conséquent, quel que soit le système de transport adopté, la production de pétrole dans la mer de Beaufort aura des retombées considérables sur la construction navale.

Un autre aspect dont il faut tenir compte, c'est que la construction du pipeline nécessitera des équipes nombreuses. Un exploitant doit donc exercer une surveillance étroite en ce qui concerne les personnes qui sont dans les Territoires du Nord-Ouest au cours de l'étape de la construction.

Si l'on considère pour un moment l'option des pétroliers, ce système est dynamique. Les pétroliers naviguent à travers la glace, ou sur les eaux, et les risques d'accidents sont donc plus nombreux. La technologie même n'est pas toujours disponible et exige de la recherche. Aussi, un système de transport par pétroliers est considérablement moins efficace qu'un système de pipeline, sur le plan d'économie de l'énergie. Nos études ont montré que, jusqu'à 10 p. 100 d'une cargaison de brut d'un pétrolier brise-glace, avançant dans dix pieds de glace, consommerait un carburant égal à un ou deux pour cent d'un système de pipeline.

Nous sommes d'avis que les deux méthodes sont rentables. Les deux présentent des avantages et des inconvénients. Le pipeline présente un avantage du point de vue des tarifs, mais

[Text]

advantage that, if tankers were used, development would be uneconomic.

Senator Balfour: Mr. Chairman, I was struck in going through the material by a reference to natural gas discoveries in the Beaufort. All of the succeeding discussion, however, was limited to the transportation of crude oil. No reference was made to the transportation of natural gas, which I assume would have to be carried independently.

Mr. Bezaire: It would be an independent system, yes. If there was an oil pipeline, then a separate line would be required for gas. If oil tankers were developed, then other types of tankers would be required to transport natural gas.

Senator Balfour: Is the reason that you did not discuss natural gas transportation that the reserves established are not yet sufficient to warrant an effort to market them?

Mr. Haight: No, I think there are enough reserves of gas up there to warrant marketing them, but there is no way to get the gas to market right now. It will really depend on what happens with the Foothills pipeline, if and when it is built. There would then be a possibility that the Beaufort gas could be tied in by a Dempster lateral to the Foothills pipeline. We did not address that problem because it looked to be further down the road and it would depend on the Foothills pipeline being completed.

Senator Balfour: What is the magnitude of proven gas in the Beaufort at this point in time? An approximation will do.

Mr. Haight: My memory tells me that there is somewhere around six trillion cubic feet.

Senator Balfour: That would compare to Alberta proven natural gas reserves of 70 trillion cubic feet, or in that order.

Mr. Haight: It is probably in the 60-trillion-cubic-foot range.

Senator Balfour: So the ratio of natural gas to oil in the Beaufort is considerably different from the ratio of natural gas to oil in western Canada.

Mr. Haight: In terms of proven or probable reserves, that is correct. There is still a good potential for further gas discoveries in the Beaufort, we feel.

Mr. Bezaire: Most of the exploration activity in the past few years has been directed primarily toward finding oil. This is because Canada imports a considerable amount of oil, so there is a market for that product.

Senator Lucier: While visiting Norman Wells we were told that the oil found there is of very good quality. Is that correct?

Mr. Bezaire: That is correct.

Senator Lucier: And is it pretty much the same in the Beaufort?

[Traduction]

cet avantage n'est pas assez important, pour justifier la rentabilité des pétroliers.

Le sénateur Balfour: Monsieur le président, j'ai lu avec étonnement, dans les documents, une référence aux découvertes de gaz naturel dans la mer de Beaufort. Cependant toute la discussion a porté uniquement sur le transport du pétrole brut. Aucune allusion n'a été faite au transport du gaz naturel qui, je suppose, devra être transporté indépendamment.

M. Bezaire: Indépendamment, oui. S'il y avait un pipeline pour le pétrole, il en faudrait un pour le gaz. Si l'on utilise les pétroliers, alors un autre genre de navires-citerne serait utilisé pour le transport du gaz naturel.

Le sénateur Balfour: Si vous n'avez pas discuté du transport du gaz naturel serait-ce parce que les réserves actuelles ne sont pas suffisantes pour en entamer la mise en marché?

M. Haight: Non, il y a suffisamment de réserves de gaz pour la mise en marché, mais il n'existe actuellement aucune voie d'accès au marché. Cela dépendra en réalité de ce qui se produira au sujet du pipeline Foothills, s'il est construit, et quand il sera construit. Il y aurait alors une possibilité de transporter le gaz naturel de la mer de Beaufort en reliant un pipeline latéral Dempster au pipeline Foothills. Nous n'avons pas abordé ce sujet, parce qu'il semble que ce ne soit pas un problème immédiat et que tout dépendra de la construction du pipeline Foothills.

Le sénateur Balfour: Quelle est l'importance des réserves prouvées de gaz naturel dans la mer de Beaufort actuellement? Approximativement?

M. Haight: Autant que je sache il y a quelque 6 trillions de pieds cubes.

Le sénateur Balfour: On peut comparer cette quantité aux réserves prouvées de gaz naturel en Alberta de l'ordre de 70 trillions de pieds cubes.

M. Haight: Il s'agit probablement de réserves de l'ordre de 60 trillions de pieds cubes.

Le sénateur Balfour: Donc le pourcentage de gaz naturel par rapport au pétrole dans la mer de Beaufort est considérablement différent du pourcentage de gaz naturel par rapport au pétrole dans l'Ouest du Canada.

M. Haight: C'est exact, en ce qui concerne les réserves prouvées ou probables. Nous sommes d'avis qu'il y aura fort probablement d'autres découvertes de gaz naturel dans la mer de Beaufort.

M. Bezaire: Mais les activités d'exploration ont surtout porté sur le pétrole au cours des dernières années, car le Canada importe une quantité considérable de pétrole, ce qui crée un marché pour ce produit.

Le sénateur Lucier: Lorsque nous avons visité les Norman Wells, on nous a dit que le pétrole qu'on y a trouvé est de très bonne qualité. Est-ce exact?

M. Bezaire: C'est exact.

Le sénateur Lucier: Et c'est à peu près la même chose dans la mer de Beaufort?

[Text]

Mr. Bezaire: It varies. In some of the discoveries onshore, the oil has been very similar. It is a light oil that can be pumped at temperatures lower than freezing. Some of our discoveries of oil have been such that if they were cooled down too much, paraffins or waxes would form. But, by and large, most of the oil discovered to date is of good quality.

Mr. Haight: The big concern with oil in the north is its pour point. The pour point of the Norman Wells crude is minus 40 degrees, so it is ideal crude. There have been indications that some of the discoveries which we have made in the Beaufort Sea have a pour point which is considerably higher than that, which gives us some concern as to how to get the pipeline started again if it were to stop pumping.

Senator Lucier: What do they have in Alaska?

Mr. Haight: I am not sure.

Senator Lucier: It seems to me that the oil there is pretty heavy and that if the line stops for any length of time, they need a lot of blow-torches to get it moving again.

Mr. Bezaire: I suspect that that is right because the crude is pumped at about 130 degrees Fahrenheit, but I do not know the analysis of that oil.

Senator Molgat: With regard to transportation and assuming that the Arctic islands go to tankers, have you looked at the benefits or disadvantages of using tankers?

Mr. Bezaire: Most of our remarks here have been addressed to pipeline systems because we have done most of our work on pipeline systems. We have not done a great amount of work in the tanker area, but we recognize that your agenda includes other witnesses who have done a significant amount of work in this area, and they would probably be in a better position to discuss that issue with you.

Senator Guay: In view of what took place the other day on the east coast near Newfoundland, do you have any definite policies with regard to rigs in the Beaufort Sea?

Mr. Haight: Our overall policy statement with regard to safety is that we do not carry out any operation which we feel will have a definite risk of injury to the people operating the facility.

Senator Guay: I know that, and I am sure the people on the east coast did not want to carry out the operation there either since it was so far from shore, but there should be some definite safety measures in this regard.

Mr. Haight: We have extensive safety measures in all our operations. Mr. Bezaire could probably describe some specific measures with regard to our testing of equipment and drilling rigs and so on which would give you some feel for the sort of things we go through.

[Traduction]

M. Bezaire: Cela varie. Dans certains gisements, sur terre, le pétrole est très semblable. Le pétrole est léger et peut être pompé à des températures sous le point de congélation. Par contre, dans d'autres gisements, le pétrole est tel que s'il est trop refroidi, il forme de la paraffine ou de la cire. Mais, en général, presque tout le pétrole découvert jusqu'à maintenant est de bonne qualité.

M. Haight: Le plus grand problème, au sujet du pétrole dans le Nord, est son point d'écoulement. La température d'écoulement du pétrole brut au puits Norman est de moins 40 degrés, ce pétrole est donc idéal pour la région. On est porté à croire que, dans certaines découvertes de la mer de Beaufort, le pétrole a un point d'écoulement considérablement plus élevé, ce qui nous cause des inquiétudes au sujet du pipeline et la façon dont le pétrole pourrait recommencer à couler s'il y avait arrêté à la station de pompage.

Le sénateur Lucier: Quelle méthode utilise-t-on en Alaska?

M. Haight: Je ne sais pas exactement.

Le sénateur Lucier: Il semble que le pétrole, à cet endroit soit assez lourd et que, s'il cesse de couler pendant un certain temps, il faudra un grand nombre de chalumeaux pour le faire couler de nouveau.

M. Bezaire: Je crois que vous avez raison parce que le brut est pompé à environ 130 degrés Fahrenheit mais je ne connais pas l'analyse de ce pétrole.

Le sénateur Molgat: Au sujet du transport, en supposant que le transport à partir des îles de l'Arctique se fait par pétroliers, avez-vous pensé aux avantages et aux inconvénients de l'utilisation des pétroliers?

M. Bezaire: La plupart de nos observations concernaient le système de pipe-line, parce que notre travail a surtout porté sur ce système. Nous n'avons pas effectué beaucoup de travaux dans ce secteur précis, mais nous avons observé, sur l'ordre du jour, le nom d'autres témoins qui ont effectué un travail considérable dans ce secteur, et qui pourront probablement mieux discuter de cette question.

Le sénateur Guay: Étant donné les événements qui se sont produits l'autre jour sur la côte Est près de Terre-Neuve, avez-vous des politiques bien précises concernant les plate-formes de forage dans la mer de Beaufort?

M. Haight: Nos politiques globales concernant la sécurité exigent que nous n'entreprenions aucune exploitation qui, selon nous, comporte un risque évident pour les personnes travaillant sur ces installations.

Le sénateur Guay: Je le sais, et je suis certain que les personnes de la côte Est ne voulaient pas entreprendre des opérations à cet endroit, en raison de la distance de la côte, mais il devrait y avoir, à cet égard, des mesures de sécurité bien précises.

M. Haight: Nous prévoyons dans toutes nos opérations toutes les mesures de sécurité nécessaires. M. Bezaire pourrait probablement vous décrire certaines mesures précises concernant la mise à l'essai du matériel et des plate-formes de forage, etc., qui vous donneraient un aperçu de toutes les mesures mises en œuvre.

[Text]

Senator Guay: As well as transportation.

Mr. Bezaire: In the drilling operation, for example, there are a number of safety elements which we think are important. Obviously, one of them is the blow-out preventer system which controls underground pressure should that be greater than expected. When this equipment is hooked up, it is extensively pressure tested. We have a number of drills which we run routinely that simulate special circumstances so that the crews get a chance to react. With regard to our island construction program, if there is open water around the island, we have a number of life rafts which have a capacity of two times the number of people on the island. We have in place contingency plans for evacuating personnel from islands with helicopters or boats in the event of an incident. We have very definite procedures and plans in place which address the whole operation.

In conjunction with the regulatory people, in this case DIAND, we carry out oil spill exercises. For example, a DIAND inspector may indicate there is an incident on one of the drilling rigs and oil is being spilled into the Beaufort Sea. They then look at the response of the company in addressing this problem. I can safely say that in all of our ongoing operations we have definite plans and that we update them regularly. Thus, we minimize unsafe situations.

Senator Doody: Are these safety measures of your own making or are they laid down by government regulations? Is there a government department that oversees your on-site drilling programs or your island construction programs?

Mr. Bezaire: The plans are designed inhouse, but we review them with DIAND and COGLA. So, they are looked at by regulatory departments.

Senator Doody: And do these organizations set minimum standards or do you make a plan of your own and submit it to them?

Mr. Bezaire: They have established standards in certain areas, such as specifications for the provision of life rafts on the islands or the type of suit which should be worn in a helicopter going over water. However, we also develop contingency plans ourselves and they are submitted to these agencies.

Senator Doody: And which agency did you say this was?

Mr. Bezaire: The agency I referred to is the Canadian Oil and Gas Lands Administration Agency which is now working for EMR and for the Department of Indian and Northern Affairs in the area of regulation.

Senator Doody: So, the Safety Standards Branch of the Department of Labour would not be involved?

[Traduction]

Le sénateur Guay: La même chose s'applique au transport.

M. Bezaire: Ainsi, dans les opérations de forage, il y a un certain nombre d'éléments de sécurité qui, à notre avis, sont importants. Évidemment, une de ces mesures est le bloc obturateur de puits, qui contrôle toute pression souterraine au cas où le niveau prévu serait dépassé. Une fois ce dispositif en place, de nombreux essais ont lieu pour vérifier sa résistance à la pression. Nous faisons régulièrement un certain nombre d'exercices simulant des circonstances spéciales afin de permettre aux équipes de réagir. Au sujet du programme de construction de notre île de forage, si elle est située en pleine mer, nous avons un certain nombre de radeaux de sauvetage qui peuvent contenir deux fois le nombre de personnes sur l'île. Nous avons ce qu'il faut pour évacuer le personnel des îles, par hélicoptère ou au moyen d'embarcations en cas d'accident. Nous avons des méthodes et des plans bien déterminés en place touchant toute l'opération.

De concert avec les personnes s'occupant de la réglementation, dans le cas présent le ministère des Affaires indiennes et du Nord, nous procédons à des exercices simulant des déversements de pétrole. Ainsi, un inspecteur simule un accident sur une des plate-formes de forage et le déversement du pétrole dans la mer de Beaufort. Puis on étudie les mesures que la société est apte à prendre en un tel cas. Je puis vous assurer qu'en ce qui concerne toutes nos opérations courantes nous avons des plans bien précis qui sont mis à jour régulièrement et nous poursuivons les exercices. Nous ne tolérons aucune situation où la sécurité ne serait pas assurée.

Le sénateur Doody: Ces mesures de sécurité ont-elles été prévues par votre société ou sont-elles prescrites par règlement du gouvernement? Y a-t-il un ministère du gouvernement qui surveille vos programmes de forage sur place ou les programmes de construction de votre île?

M. Bezaire: Les plans sont conçus par notre société mais sont examinés par le ministère des Affaires indiennes et du Nord et l'Administration des terres pétrolières et gazières du Canada, donc, par les ministères investis d'un pouvoir de réglementation.

Le sénateur Doody: Et ces organismes établissent-ils des normes minimales ou préparez-vous vous-mêmes des plans que vous leur soumettez?

M. Bezaire: Ils ont des normes dans certains secteurs, comme les spécifications pour les radeaux de sauvetage sur les îles ou le genre de costume qui doit être porté dans un hélicoptère au-dessus de l'eau. Cependant, nous avons aussi conçu des plans d'évacuation que nous soumettons à ces organismes. Donc cela est fait conjointement.

Le sénateur Doody: Et de quel organisme s'agit-il?

M. Bezaire: L'organisme auquel j'ai fait allusion est l'Administration des terres pétrolières et gazières du Canada qui travaille actuellement pour le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources et le ministère des Affaires indiennes et du Nord dans le secteur de la réglementation.

Le sénateur Doody: Donc la direction s'occupant des normes de sécurité au ministère du Travail n'est pas consultée?

[Text]

Mr. Bezaire: I don't believe we have worked with them directly.

Senator Guay: Are the drilling rigs and so on periodically inspected by the government and, if so, are suggestions made as a result of their inspections?

Mr. Bezaire: There are periodic inspections of our activities in the Beaufort Sea by government inspectors and they do submit a written report based on what they find. If there are any deficiencies in our operation, they are pointed out and reported.

Senator Guay: Suppose no action has been taken between the last inspection and the next one? What kind of reaction do you get then?

Mr. Bezaire: We have not had such a situation.

Mr. Haight: We would expect to be shut down.

Senator Guay: You mentioned earlier underground pressure. Does this occur under water? How much force are we talking about?

Mr. Bezaire: As a well is being drilled through the earth, one expects that there will be certain pressure. So as the drilling is going on, a number of different indicators are monitored which tell the pressure. If an unexpected high pressure point is reached, there is equipment on the rig which enables the driller to isolate it and shut it down so there will not be a blow-out.

Senator Guay: But a blow-out could occur?

Mr. Bezaire: It is always possible, but we have never had an uncontrolled flow in any of our wells in the Beaufort. The industry has developed a number of tools to monitor what is happening in the hole. So the likelihood of such an incident, particularly in the frontier area where the crews are experienced, is very low.

Senator Guay: If there were a blow-out at a certain high pressure, would it cause real problems?

Mr. Bezaire: It certainly would.

Senator Guay: Under water and on land?

Mr. Bezaire: It would cause a definite problem in either location.

The Chairman: Perhaps you could move to the Beaufort development and the manpower outlets.

Mr. Bezaire: We have looked at the Canadian benefits. We have looked at the manpower levels which will be required if crude oil is developed in the Beaufort Sea and if production levels of about 400,000 barrels a day were developed by the year 2000.

This chart shows the employment that we would expect to see on-site. We have also included construction of marine equipment. We would expect that the number of jobs associated with Beaufort oil production to the level of 400,000 barrels a day would level out at about 7,000 direct jobs by the end of the century. This spike in green on the chart represents the labour force required to build the pipeline.

[Traduction]

M. Bezaire: Je ne crois pas que nous ayons travaillé directement avec elle.

Le sénateur Guay: Les plate-formes de forage, et ainsi de suite, sont-elles inspectées régulièrement par le gouvernement et, le cas échéant, fait-il, par la suite, des suggestions?

M. Bezaire: Les inspecteurs du gouvernement se livrent à des inspections périodiques de nos opérations dans la mer de Beaufort et ils présentent ensuite un rapport écrit. S'il y a des lacunes dans nos opérations, elles sont signalées et rapportées.

Le sénateur Guay: Supposons qu'il n'y ait eu aucune mesure prise depuis la dernière inspection. Quelle est alors la réaction?

M. Bezaire: Cette situation ne s'est pas produite.

M. Haight: Nous pourrions voir nos installations fermées.

Le sénateur Guay: Vous avez parlé plus tôt de pression souterraine. Cette pression s'exerce-t-elle sous l'eau? Quelle en est la force?

M. Bezaire: Lorsqu'on fore dans le sol, on peut s'attendre à une certaine pression. A mesure que le forage se poursuit, il y a un certain nombre d'indicateurs de pressions à surveiller. Si, par hasard, la pression monte trop, il y a sur la plate-forme, des dispositifs qui permettent de l'isoler et de la couper, pour prévenir l'éruption.

Le sénateur Guay: Donc il peut se produire une éruption?

M. Bezaire: Elle est toujours possible, mais nous n'avons jamais eu d'écoulement incontrôlable dans aucun de nos puits dans la mer de Beaufort. L'industrie a conçu un certain nombre d'instruments permettant de surveiller ce qui se passe dans le puits. Donc il est peu probable qu'un tel incident se produise, particulièrement dans les régions éloignées où les équipes ont de l'expérience.

Le sénateur Guay: S'il y a une éruption, suite à une pression élevée, cela causerait-il de graves problèmes?

M. Bezaire: Certainement.

Le sénateur Guay: Sous l'eau et sur la terre?

M. Bezaire: Dans les deux cas.

Le président: Pourrions-nous passer à l'exploitation dans la mer de Beaufort et aux questions relatives à la main-d'œuvre.

M. Bezaire: Nous avons étudié les avantages pour le Canada. Nous avons évalué la main-d'œuvre requise pour porter, dans la mer de Beaufort, le niveau de production à environ 400 000 barils par jour, d'ici à l'an 2000.

Ce tableau nous indique le personnel que nous espérons trouver sur le chantier, et aussi la construction d'équipement maritime. Le nombre d'emplois directs découlant de la production de 400 000 barils de pétrole par jour s'élèverait à environ 7 000 d'ici la fin du siècle. Le point vert sur le tableau représente la main-d'œuvre requise pour la construction du pipe-line.

[Text]

The next chart outlines some of the expenditures we would see as being required to achieve this level of production. Certain expenditures, perhaps amounting to about half, would be directed towards exploration and development, that is, building facilities, drilling and developing wells. Another sizeable expenditure would be required for a pipeline offshore gathering system. A significant amount of marine equipment such as dredges, tugs and barges would also be required.

We have looked at the capability of industry to provide the goods and services required for this development. We expect it would be in the order of 80 per cent and would grow as industry has some capability of responding to the demands placed on it. For example, in connection with the pipeline system, the only equipment that would be other than Canadian would be some of the valves and possibly some of the pumps. If a ship transportation system were used, the only components that would potentially not be Canadian would be possibly some engines and possibly some low-temperature steel which we would have to import from offshore.

Mrs. Dakers: If you proceeded with the project by phases, would this affect the amount of Canadian content? In other words, would this give industry an opportunity to catch up and supply the equipment necessary?

Mr. Bezaire: That would certainly be helpful. What would have a greater impact would be other developments taking place simultaneously. If the oil sands developments, the Arctic gas pipeline development, the Hibernia reserves project and other projects were entered into simultaneously, there would be quite a drain on Canadian industry. I believe that would be the primary factor.

The next chart shows the dollar expenditures which would flow into the provinces if a pipeline system were built. It also indicates where jobs would be fostered and the level at which jobs would be fostered in the different provinces.

You can see that the benefits of Beaufort oil production would spread right across Canada from the west to the east coast. It would certainly create a number of jobs in Ontario, the province which could supply a substantial amount of equipment such as electrical equipment, some of the mechanical equipment and steel. The east coast provinces and B.C. would be involved in the marine construction aspect. Alberta would primarily supply engineering and logistics services. The benefits of oil development would spread right across Canada, and there would be a relatively minor foreign component.

Senator Guay: Your chart indicates that Manitoba would receive little benefit.

Senator Doody: Manitoba would do extremely well compared to the four Atlantic provinces.

Senator Guay: It seems to me that 600 to 1,200 jobs is a relatively low figure considering that Manitoba is located in the centre of the continent. I am also a little surprised that the maritimes should receive relatively little benefit considering

[Traduction]

Le tableau suivant donne un aperçu de certaines dépenses qu'il faudra faire pour atteindre ce niveau de production. La moitié, environ, ira à l'exploration et à l'exploitation, c'est-à-dire à la construction des installations, au forage et à l'exploitation des puits. Une autre dépense importante serait celle résultant du rassemblement du pipe-line au large des côtes. Il faudrait aussi affecter des sommes considérables à l'achat d'équipement maritime: dragueurs, remorqueurs et barges.

Nous avons étudié la capacité de l'industrie à offrir les biens et services requis pour cette exploitation. Nous sommes d'avis qu'elle serait de l'ordre de 80 p. 100 et qu'elle augmenterait à mesure que l'industrie serait en mesure de répondre à la demande. Ainsi, au sujet du pipe-line, seules quelques soupapes et certaines pompes seraient achetées à l'étranger. Si on utilise le transport par bateau, seuls certains moteurs et, peut-être, de l'acier résistant à des basses températures, seraient importés.

Mme Dakers: Une réalisation progressive du projet aurait-elle une influence sur le taux de participation canadienne? En d'autres mots, l'industrie pourrait-elle ainsi se rattraper et fournir l'équipement nécessaire?

M. Bezaire: Cela faciliterait certainement les choses. La réalisation concomitante d'autres projets, aurait un impact encore plus important. Si le projet des sables pétrolifères, le projet de gazoduc dans l'Arctique, le projet des réserves Hibernia et d'autres projets du genre, étaient tous entrepris simultanément, cela saignerait certainement l'industrie canadienne. Je crois que cela serait le principal facteur.

Le prochain tableau indique les revenus que représentent les dépenses que nous ferions dans les provinces, si on construisait le système de pipe-line. On y trouve aussi les endroits où il y aurait création d'emploi, et les types d'emplois qui seraient créés dans chaque province.

Comme vous le voyez, les avantages créés par la production pétrolière dans la Mer de Beaufort s'étendraient à tout le pays, de l'Atlantique au Pacifique. Cette production assurerait certainement la création en Ontario d'un certain nombre d'emplois qui fournirait une importante partie de l'équipement nécessaire comme l'équipement électrique, certains appareils mécaniques et de l'acier. Les provinces maritimes et la Colombie-Britannique participeraient au secteur de la construction maritime. L'Alberta serait le principal fournisseur de services d'ingénierie et de logistique. Les avantages de ce développement s'étendraient dans tout le pays, et la participation étrangère serait relativement minime.

Le sénateur Guay: Votre tableau indique que le Manitoba profiterait très peu de ce projet.

Le sénateur Doody: Le Manitoba s'en tirerait très bien, comparativement aux quatre provinces maritimes.

Le sénateur Guay: Il me semble plutôt modeste de parler de 600 à 1 200 emplois si l'on tient compte du fait que le Manitoba se trouve au centre du continent. Je suis également surpris que les provinces maritimes soient si peu avantagées,

[Text]

that the east coast and Quebec have so many docks and a large ship-building industry.

I noted that you stated your comments by referring to Ontario which would receive greater benefit, and you mentioned the figures of 12,000 to 24,000. No doubt you mentioned the best at the outset.

What can Manitoba not supply?

Mr. Bezaire: Let me tell you how we did the study. We looked at all material and services that would be required for Beaufort oil production. We looked at where, across Canada, facilities existed which could supply the material and services. We did not predict what regions of the country could introduce new manufacturing capability. This entire study was based on where capacity existed to provide goods and services required for Beaufort oil production. We have made no attempt to forecast what the results of regional expansion might be.

Senator Lucier: If you think there is a problem with Manitoba, wait until I show this map to the people of the Yukon.

Senator Adams: Including the Yukon and the Northwest Territories, are we talking of 3,200 to 3,400 people?

Mr. Bezaire: That is right.

Senator Adams: I believe that at the moment there is a population of 34,000 in the Northwest Territories.

Mr. Bezaire: It is probably more like 45,000.

Senator Adams: Where does the figure of 34,000 come from?

Mr. Bezaire: One of the points I wish to make about the northern employment is that we would expect Beaufort oil development can use just about every person who has a skill. It will not be a situation where people do not have work; it will be a situation where we will have to go to other regions of Canada because there are not enough people in the Northwest Territories to fill these jobs.

Senator Lucier: You are not going to have that much of a work force available.

Mr. Bezaire: Well, we certainly do not have that right now.

Senator Lucier: I would be surprised if you ever have. The people living there are more interested in work that is going to be ongoing. I do not think that the people living there would quit good jobs to work on a short-term basis. I think you will be hard pressed to find that number of people in the north.

Mr. Bezaire: Our predictions, specifically for the north, are that we think that there are probably 3,500 jobs that will be filled by residents of the Yukon and the Northwest Territories. Certainly, there is the capability to handle more than that if people are available in those centres. We have also predicted

[Traduction]

puisque la côte est et le Québec possèdent un grand nombre de bassins et une importante industrie de construction navale.

J'ai remarqué que vous avez commencé en disant que l'Ontario recevrait les plus grands avantages, et vous avez parlé de 12 000 à 24 000 emplois. Vous avez probablement commencé par les meilleurs aspects de ce projet.

Quel type d'équipement ou de main-d'œuvre le Manitoba n'est-il pas en mesure de fournir?

M. Bezaire: Laissez-moi vous expliquer comment nous avons procédé. Nous avons fait une liste de tous les services et du matériel nécessaires au projet dans la Mer de Beaufort. Nous avons étudié les régions du Canada qui disposent des installations nécessaires pour fournir ces matériaux et ces services. Nous n'avons pas cherché à prédire quelles régions pourraient créer de nouvelles installations. Toute l'étude repose sur la capacité actuelle à fournir les biens et services nécessaires à la production de pétrole dans la Mer de Beaufort. Nous n'avons pas cherché à prédire les résultats d'une expansion régionale.

Le sénateur Lucier: Si vous croyez qu'il existe maintenant un problème au Manitoba, attendez que je montre cette carte aux résidents du Yukon.

Le sénateur Adams: Au Yukon et aux Territoires du Nord-Ouest: quelques 3 200 à 3 400 personnes quoi?

M. Bezaire: C'est exact.

Le sénateur Adams: Je crois qu'il y a actuellement 34 000 habitants aux Territoires du Nord-Ouest.

M. Bezaire: Il s'agit donc probablement plutôt d'un total de 45 000 habitants.

Le sénateur Adams: D'où vient ce chiffre de 34 000 habitants?

M. Bezaire: J'aimerais signaler que nous pourrions, dans le projet de la mer de Beaufort, espérer utiliser tous ceux qui sont qualifiés. Il y aura certainement assez d'emplois; nous devons probablement faire du recrutement dans les autres régions du Canada, parce qu'il n'y aura pas assez de gens dans les Territoires du Nord-Ouest.

Le sénateur Lucier: Il n'y aura pas tellement de population active.

M. Bezaire: Il n'en n'est certainement pas ainsi pour le moment.

Le sénateur Lucier: Je serais vraiment surpris si vous trouviez beaucoup de candidats à ces postes. Les résidents de cette région sont intéressés à des emplois permanents. Je ne crois pas qu'ils laisseraient un bon emploi pour aller travailler à court terme. Vous aurez peine, je crois, à trouver ce nombre d'employés dans le Nord.

M. Bezaire: Nous prévoyons que quelque 3 500 de ces emplois seront comblés par des résidents du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest. On peut même en offrir un plus grand nombre, si l'on trouve la main-d'œuvre nécessaire dans ces centres. Nous avons aussi prédit certaines des répercussions salariales dans le Nord.

[Text]

what some of the impacts on the north will be in terms of wages.

The Chairman: With respect to schools, medical services and other infrastructure you have to put in, do you believe that the industry has a responsibility for that?

Mr. Haight: No. In terms of schools, hospitals and that sort of thing?

The Chairman: Yes, social services, the infrastructure that will have to be put in place in the northern communities to serve the operations. Does industry have a responsibility, as well as government, for providing these services?

Mr. Haight: No, we do not see that being an industry responsibility. We will certainly work with governments to try to help to define the needs, and that sort of thing. We see that as being a government responsibility.

The Chairman: When we visited Tuktoyaktuk we were told that they have problems in the village which industry is contributing to. They look to government to solve those problems. You do not believe that the industry, which is moving in there, and is certainly contributing to all of those problems, has any responsibility in that respect?

Mr. Haight: Frankly, we do not have any expertise to work in that area.

The Chairman: You have the money.

Mr. Haight: Yes, and we generate a lot of tax revenue which should go to help fund those kinds of facilities.

Senator Doody: When industry got involved in constructing schools and what not, it was not long before it was being criticized for doing so. In Newfoundland, in particular at Churchill Falls, a company with the best intentions in the world ended up being the recipients of all the criticism the inhabitants could heap on them when they eventually tried to administer the schools. It just does not work.

The Chairman: I was not thinking of administering, Senator Doody. I was thinking of the capital cost of providing these services.

Senator Doody: They do that indirectly.

Senator Guay: If you are moving to the next chart, I am wondering why you put in the benefits to the government but have omitted to put in benefits to the developer and the companies. You are only showing one side of the picture. I am sure the companies must obtain some benefits.

Mr. Bezaire: Obviously it is true, but just as obviously, we do not have any detailed estimates from which we can provide that information.

Senator Guay: You figured it out for the government, did you not?

Mr. Bezaire: That is based on production levels and current regulations in terms of royalty levels.

[Traduction]

Le président: Croyez-vous que l'industrie doit se charger des écoles, des services médicaux et de l'infrastructure?

M. Haight: Non. Les écoles, les hôpitaux et les choses de ce genre?

Le président: Oui, les services sociaux, l'infrastructure qui s'imposent dans les collectivités du Nord. L'industrie est-elle, au même titre que le gouvernement, d'assurer ces services?

M. Haight: Non, nous ne croyons pas que ce soit là la responsabilité de l'industrie. Sans doute, nous collaborerons avec le gouvernement pour établir les besoins, et ainsi de suite. Nous y voyons une responsabilité du gouvernement.

Le président: Lorsque nous avons visité Tuktoyaktuk, on nous a dit que le village connaissait des problèmes dont l'industrie est partiellement responsable. Les résidents s'attendent à ce que le gouvernement règle ces problèmes. Ne croyez-vous pas que l'industrie, qui ira s'installer là-bas, et contribuera certainement à susciter tous ces problèmes, a une certaine responsabilité à cet égard?

M. Haight: Nous ne sommes franchement pas compétents pour œuvrer dans ce secteur.

Le président: Vous avez l'argent.

M. Haight: Oui, et nous assurons d'importantes recettes fiscales qui devraient permettre de financer des services de ce genre.

Le sénateur Doody: Lorsque l'industrie s'est occupée de la construction d'écoles, et ainsi de suite, on a eu tôt fait de la critiquer. A Terre-Neuve, plus particulièrement à Churchill Falls, une société, animée des meilleures intentions, a fini par devenir la cible de toutes les critiques des résidents, lorsqu'elle a essayé de s'occuper de l'administration des écoles. C'est tout simplement impossible.

Le président: Je ne parlais pas d'administration, sénateur Doody, mais plutôt de ce qu'il en coûte pour assurer ces services.

Le sénateur Doody: Elle en assume indirectement les frais.

Le sénateur Guay: Dans le prochain tableau, je me demande pourquoi vous avez présenté les avantages dont jouerait le gouvernement sans parler de ceux de l'entrepreneur et des sociétés. Vous ne montrez qu'un aspect de la situation. Les sociétés retirent certainement des avantages.

M. Bezaire: Évidemment, mais nous ne disposons pas actuellement de prévisions détaillées dont nous pourrions nous servir pour vous donner ces renseignements.

Le sénateur Guay: Vous n'avez évidemment pas eu de difficulté à prévoir les profits du gouvernement?

M. Bezaire: Ces prévisions sont fondées sur les niveaux de production et la réglementation actuelle, en ce qui a trait aux niveaux de redevance.

[Text]

Mr. Haight: If it is based on any numbers I have worked through, it will be a small fraction of the tax and royalty revenues. Something in the neighbourhood of 20 per cent of that total, more or less.

Mr. Bezaire: The other point we did not put on the chart showing revenues going to governments is that if you develop 400,000 barrels of production a day from the Beaufort Sea, you could cut your balance of payments by about \$4 billion a year. I think that is a significant factor.

Mrs. Dakers: What rate of return would you need on a project like this to cover the risks, and things like that?

Mr. Haight: Let me try to answer that. It is a difficult question in that if you raise your rate of return from, say, 20 to 22 per cent, you might not add very much to cover the risk. What we do is have a look at the project and put our best guess forward as to what prices will be, what operating costs will be, what capital costs will be, and so forth. All the factors that enter the economic equation must be considered. We then run that out to see what kind of profit we have to look after the risks.

If it looks like it will be a profitable opportunity, then we will play around with some of the economic factors that go into the economic equation—such as what happens if the capital costs are 10 per cent more than we have estimated, what happens if operating costs are higher than estimated—to see whether that would put us into the kind of position where we would not proceed. So, it is a question I cannot answer specifically. You have to look at all the factors that go into it.

Certainly, we have talked about returns of 20 per cent dcf, which is used for the tarsands. We would be looking at the same kind of return for a project in the frontier.

Mrs. Dakers: I think in enhanced oil recovery you were looking at 20 per cent or 22 per cent or something like that. I would have thought this would be higher.

Mr. Haight: The technology for enhanced oil recovery is really in its infancy. We have not had enough history to see whether we could get by with the 20 per cent return.

Mr. Bezaire: If we could proceed, Mr. Chairman. This chart shows some of the considerations around Beaufort oil development. As far as the first three are concerned, technical, environmental and social considerations, we have a lot of confidence that we can proceed with Beaufort development because we have the capability in all those areas to ensure that we both minimize negative impacts and maximize positive impacts.

Economically, it would appear that if Beaufort were developed, there would be an economic stimulus right across Canada, although it would be greater in some provinces than others. It would, however, benefit all of Canada.

[Traduction]

M. Haight: Si ces prévisions sont fondées sur des chiffres que j'ai étudiés, cela représentera une petite proportion de recettes fiscales et de recettes provenant des redevances. Environ 20 p. 100 du total.

M. Bezaire: Dans le tableau des recettes versées aux gouvernements, nous avons omis de dire qu'une production de 100 000 barils par jour dans le projet de la Mer de Beaufort, réduirait votre balance des paiements de 4 milliards de dollars par année. Je crois que c'est un facteur important.

Mme Dakers: Quel taux de rentabilité vous faudrait-il pour compenser les risques, dans un projet comme celui-là?

M. Haight: Je vais essayer de répondre à votre question, qui est question difficile, car si vous augmentez votre taux de rentabilité de, disons, 20 à 22 p. 100, vous n'ajouterez peut-être pas grand chose au montant nécessaire pour compenser les risques. Nous étudions le projet et prévoyons le mieux possible, les prix, les frais d'exploitation et d'immobilisation, et ainsi de suite. Tous les facteurs de l'équation économique doivent être étudiés. Puis nous faisons tous les calculs nécessaires pour arriver au profit que nous réaliserions, après avoir fixé le montant nécessaire pour compenser les risques.

Si l'entreprise semble rentable, nous manipulerons certains des facteurs de l'équation et—comme cela se produit si les frais d'immobilisation sont 10 p. 100 plus élevés que nous avions prévu, si les frais d'exploitation sont plus élevés que prévu—pour voir si cela nous empêcherait de continuer les travaux. Il m'est donc impossible de répondre avec précision. Il faut étudier tous les facteurs qui entrent en ligne de compte.

Certainement, nous avons parlé de rentabilité de 20 p. 100 dcf, mesure dont on se sert pour les sables bitumineux. Nous nous attendrions au même taux de rentabilité lors d'un projet dans les régions pionnières.

Mme Dakers: Je crois que, dans un programme de récupération assistée du pétrole, vous parliez de quelque 20 ou 22 p. 100. J'aurais cru que, dans ce cas-ci, le taux aurait été plus élevé.

M. Haight: La technologie de la récupération assistée du pétrole en est encore vraiment à ses débuts. Notre expérience ne nous permet pas encore de dire si, vraiment, nous pourrions nous en tirer avec un taux de 20 p. 100.

M. Bezaire: Si nous pouvons poursuivre, Monsieur le Président. Le prochain tableau nous présente certains des facteurs qui entrent en ligne de compte pour le développement pétrolier de la Mer de Beaufort. Quant aux trois principaux éléments, le technique, l'environnement et le social, nous sommes persuadés que nous pouvons procéder avec le projet de développement dans cette région, parce qu'il nous est possible d'atténuer, dans chacun, les répercussions négatives, et de maximiser les répercussions positives.

Au point de vue économique, il semble que le projet de développement stimulerait l'économie du Canada tout entier, bien que l'impact serait plus fort dans certaines provinces. Toutefois, c'est tout le Canada qui en profiterait.

[Text]

We think one of the key challenges in the area is political. We think it is important that industry and governments work together in a cooperative and supportive mode during the regulatory clearances so that we can ensure that the political problems associated with development are managed effectively and positively.

In the last part of that chart we have identified what may be a preferable way of going about developing Beaufort oil—that is, through some kind of phase development concept. We could start on a relatively small scale, and this would allow northerners to grow with the development, to gain skills that they could use in subsequent developments, and also allow industry to talk about real effects rather than speculative effects that the development might have. Once one has this background, one can eliminate or at least mitigate some of the impacts of major oil development.

We think that there is an opportunity with some of the reserves that have been discovered onshore and in the shallow water in the area of the Beaufort Sea to establish a modest-scaled development project of about the same size as Norman Wells, and this would allow us to do some of the things that I talked about previously.

We expect that the findings of the Beaufort Environmental Assessment Review Panel will be available by the summer of 1983, and that this will have a considerable impact on the pace at which development proceeds in the Beaufort. If these findings are positive and the government thinks that this concept is advisable, then we are perfectly willing to work with different departments to move into the engineering phase to firm up the concept more than it is firmed up now.

If we entered into such operation, we would expect that we could develop a pilot and get it onstream two to four years prior to major development. That could occur in the 1987-88 time frame.

I have some comments on the regulatory end of it which I will finish up with. One thing that we have mentioned a few times today is that we think it is important that there should be a clear signal from government that Beaufort development can go ahead if industry can meet the environmental and social concerns which people have.

We also have observed that there is a significant overlap between some of the public reviews, hearings and meetings that take place. There are a number of different agencies and groups that hold hearings in the Northwest Territories. There seems to have been a fair amount of confusion among the residents when different bodies move through and hold hearings on different subjects. Therefore, we think that there is a substantial opportunity to combine some of these hearings and reduce the overlap.

The Chairman: Can you give me an example of two or three hearings?

Mr. Bezaire: For example, on Norman Wells there was an environmental assessment hearing, a National Energy Board

[Traduction]

Le secteur économique représente un des défis les plus importants. Nous croyons qu'il est important que l'industrie et les gouvernements coopèrent et s'appuient mutuellement, pendant le procédé d'approbation nécessaire, afin que nous puissions voir à ce que les problèmes politiques associés au développement soient réglés de façon efficace et positive.

Dans la dernière partie du tableau, nous avons exposé ce qui nous semble être la meilleure façon de procéder au développement dans la Mer de Beaufort—soit un développement progressif. Nous pourrions commencer les travaux à une petite échelle, de fait, cela permettrait aux résidents du Nord de croître avec le projet, d'acquérir la formation qui serait utile dans les étapes subséquentes, et, à l'industrie, de discuter des vraies répercussions du développement, plutôt que de spéculer sur la question. Ainsi, une fois ces phases franchies, nous pourrions éliminer ou, du moins, atténuer certaines des répercussions d'un développement pétrolier important.

Nous croyons pouvoir utiliser certaines des réserves, sur terre et en eau peu profonde, découvertes dans la région de la Mer de Beaufort pour établir, sur une petite échelle, un projet de développement d'une ampleur semblable à Norman Wells, et nous permettre de faire certaines des choses dont je viens de parler.

Nous croyons que les conclusions du Comité d'évaluation des répercussions écologiques du projet de la Mer de Beaufort seront disponibles, d'ici l'été 1983, et qu'elles auront un effet considérable sur la rapidité du développement dans la Mer de Beaufort. Si ces conclusions sont positives et que le gouvernement croit que ce type de développement est souhaitable, nous serons parfaitement disposés à collaborer avec les divers ministères pour passer à l'étape d'ingénierie, afin de mieux établir le projet.

Si les choses se déroulent ainsi, nous prévoyons mettre sur pied une installation de forage et commencer la production, deux ou quatre ans avant le développement principal. Cela se produirait vers 1987-1988.

Je termine par certains aspects de la réglementation. Nous avons dit, quelques fois, aujourd'hui, que nous jugions important que le gouvernement nous indique clairement que le développement dans la Mer de Beaufort doit continuer, si l'industrie veut répondre aux besoins des résidents, quant aux répercussions sociales et environnementales.

Nous avons également observé qu'il y a un chevauchement considérable des réunions, audiences et examens publics. Un certain nombre d'organismes et de groupes tiennent des audiences dans les Territoires du Nord-Ouest. Il semble y avoir une grande confusion chez les résidents, lorsque les divers organismes viennent tenir des audiences pour étudier diverses questions. Ainsi, nous croyons qu'il est fort possible de combiner certaines de ces audiences et d'éliminer une partie du chevauchement.

Le président: Pouvez-vous me donner un exemple de deux ou trois de ces audiences?

M. Bezaire: Par exemple, pour Norman Wells, nous avons eu une audience d'évaluation environnementale. L'Office

[Text]

hearing, and hearings by the water board. To some extent they all looked at similar issues.

Senator Lucier: They would often have the same people making the same presentation.

Mr. Bezaire: That is correct.

There are a lot of federal and territorial agencies that we deal with. In this chart we have listed some of them. The major ones are the Department of Indian Affairs and Northern Development, Canada Oil and Gas Lands Administration, which we referred to earlier, the Federal Environmental Assessment Review Office and the Territorial governments. These different departments or agencies usually administer acts, and we have listed some of the acts that are relevant to northern development. We took one of the acts and listed some of the regulations that go along with it. If you look at the acts and multiply them by the regulations you will see a sufficient level of regulatory approvals to be dealt with when one is attempting to bring onstream an energy project in the Northwest Territories.

We have listed out here some of the things that we think get reviewed in public forum. For example, pipeline crossings get a lot of attention in some of the environmental assessment hearings, and yet that aspect of pipelining also is fairly heavily regulated. There have been a considerable number of crossings made and the NEB administers regulations to ensure these are done in a satisfactory manner. Therefore, there does appear to be some duplication and the process does not really focus on some of the priority issues.

Senator Doody: Would you have to work with the Department of Transport on the shipping regulations or do you go through that one agency that you mentioned earlier?

Mr. Bezaire: We do not go through one agency, and we have dealt with the Department of Transport on some of the aspects of our exploration programs in the Beaufort.

Senator Doody: Therefore, you would deal with all the departments which are involved on a one-to-one basis?

The Chairman: Do you have any opinion with respect to the one-window approach?

Mr. Bezaire: Like anything else, there are advantages and disadvantages. One of the disadvantages I see is if you talk to one window you rely on somebody to translate concerns that a different department has, and you may miss what they are really concerned with. In effect, you may have to filter or translate. On the other hand, we devote a lot of staff just to the regulatory aspect. If you stacked up the amount of paper required to cover regulatory matters at Norman Wells it exceeds five feet, and this is a relatively minor project. Therefore, having to go to a number of different departments and agencies is time-consuming and complicated. Overall, I think

[Traduction]

national de l'énergie a tenu une audience. Une régie des eaux a tenu une audience. Jusqu'à un certain point, lors de ces audiences on a étudié les mêmes questions.

Le sénateur Lucier: Il s'agissait souvent des mêmes témoins.

M. Bezaire: C'est exact.

Il existe un bon nombre d'organismes fédéraux et territoriaux avec lesquels nous devons travailler. Dans ce tableau, nous présentons une liste de certains d'entre eux. Les plus importants sont le ministère des Affaires Indiennes et du Développement du Nord dans les Territoires du Nord-Ouest, l'Administration des terres pétrolifères et gasifères du Canada, dont nous avons parlé un peu plus tôt, le Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales et les gouvernements des Territoires. Ces ministères ou organismes sont habituellement chargés de l'application de lois; nous avons également ajouté une liste de certaines de ces lois qui touche le développement dans le Nord du pays. Nous donnons aussi une liste de tous les règlements connexes à une de ces lois. Si vous multipliez le nombre de lois par le nombre de règlements, vous découvrirez qu'il faut s'occuper d'un grand nombre d'autorisations pour réaliser un projet énergétique du genre dans les Territoires du Nord-Ouest.

Nous vous donnons une liste des questions étudiées lors de ces audiences publiques. Par exemple, les traversées des pipelines suscitent beaucoup d'attention, quant aux répercussions environnementales et pourtant, cet aspect est assujéti à d'importantes réglementations. On a installé un nombre considérable de traversées et formulé des règlements que l'ONE est chargé d'appliquer, afin d'en garantir une installation satisfaisante. Il semble donc y avoir une certaine répétition; de plus, le procédé ignore certaines questions primordiales.

Le sénateur Doody: Vous faudrait-il travailler en coopération avec le ministère des Transports, au sujet des règlements, ou procéderez-vous par l'intermédiaire de cet organisme que vous avez mentionné plus tôt?

M. Bezaire: Nous ne procédons pas par l'intermédiaire d'un organisme et nous avons traité, avec le ministère des Transports, certains aspects de nos programmes d'exploration dans la Mer de Beaufort.

Le sénateur Doody: Vous traiteriez donc, individuellement, avec chaque ministère en cause?

Le président: Que pensez-vous de la méthode du comptoir unique?

M. Bezaire: Comme toute autre, elle comporte des avantages et des inconvénients. L'un des désavantages est que, si vous traitez avec un organisme unique, vous comptez sur quelqu'un pour traduire les préoccupations d'un autre ministère et pouvez ne pas saisir ce qui les préoccupe réellement. En fait, vous avez peut-être à filtrer et à traduire. D'autre part, nous affectons un nombreux personnel à l'aspect réglementaire. Les feuilles de papier que nous avons eues au sujet de Norman Wells forment une pile de plus de cinq pieds, et c'est un projet relativement mineur. Par conséquent, le fait de devoir s'entendre avec divers ministères et organismes exige beaucoup de

[Text]

it would be more efficient if an operator had one window to deal with development matters and approvals.

That covers my remarks, and Mr. Haight will summarize some of our comments made this afternoon.

Mr. Haight: That last chart highlights the points we tried to make today. The Beaufort, obviously, is a prospective area for both liquid hydrocarbon and natural gas production. I think the discoveries that have been made already indicate that very definitely. It could be a major Canadian crude-supply source in the early 1990s thereby filling our self-sufficiency need. We have clearly indicated it does have positive socio-economic impacts for all regions of Canada, some more, or less, than others. We feel the technology is very well in hand, and we are not indulging in any advocacy with regard to the transportation system out there. Both tankers and pipelines appear to be viable.

If the government deems it advisable, we could develop a staged development concept which, we think, certainly has some advantages in terms of phasing into full scale development. We do feel that there is room to streamline and speed up the overall approval process. Those are the highlights of our submission, Mr. Chairman.

Senator Lucier: Mr. Chairman, since I have been on the pipeline committee I have heard many briefs and I have not always understood what was in most of them. I should like to say this is really a good one. I appreciate the fact that even I can understand most of what is in it.

Senator Molgat: Would you be prepared to proceed if the government indicated clearly "yes" provided you meet all the conditions?

Mr. Haight: We would be prepared to delineate the reserves we have as quickly as possible, and if that shows that we have enough to support development, then, yes, we would proceed.

Senator Molgat: But at the moment you do not have enough reserves to guarantee that?

Mr. Haight: We feel the potential is there, but it would require further delineation drilling to prove those reserves up. Before you spend the big sums of development money, you have to be sure.

Senator Molgat: You are not ready yet for a commitment?

Mr. Haight: That is correct.

Senator Molgat: How long will it take?

Mr. Haight: I would say that we would need about two years of delineation drilling.

Senator Guay: I do not want to say that Senator Molgat put the question as hypothetical, but the point is that we know it

[Traduction]

temps et suscite bien des complications. Dans l'ensemble, je pense qu'il serait plus efficace de s'adresser à un organisme unique pour traiter de telles questions.

Je termine ainsi mes commentaires, après quoi, M. Haight résumera quelques-unes des observations que nous avons faites cet après-midi.

M. Haight: Ce dernier graphique en pose les points que nous avons essayé de faire ressortir aujourd'hui. La Mer de Beaufort est, à n'en pas douter, une région de prospection, à la fois pour les hydrocarbures liquides et le gaz naturel. Je pense que nos découvertes l'indiquent très clairement. Ce pourrait être une source importante d'approvisionnement brut au Canada, au début des années 90, répondant au besoin d'auto-suffisance. Nous avons indiqué clairement que le projet a des répercussions positives socio-économiques sur toutes les régions du Canada, certaines plus que d'autres. Nous croyons que la technologie est à point et nous ne présentons pas de plaidoyer concernant le système de transport qui s'y trouve. Les réservoirs, aussi bien que les pipe-lines, semblent être viables.

Si le gouvernement le juge opportun, nous pourrions mettre au point une notion de développement par étape qui, croyons-nous, comportera sans doute certains avantages quant à la mise en phase pour atteindre le développement à pleine échelle. Nous pensons qu'il est possible de rationaliser et accélérer le processus d'approbation dans son ensemble. Ce sont là les principaux points que nous voulions faire valoir, monsieur le président.

Le sénateur Lucier: Monsieur le président, depuis que je fais partie du Comité du pipe-line, j'ai entendu de nombreux mémoires et, dans la plupart des cas, je n'ai toujours pas compris de quoi il s'agissait. Je tiens à dire que le présent mémoire est vraiment excellent. Je suis surpris d'en comprendre moi-même la plus grande partie.

Le sénateur Molgat: Seriez-vous disposés à aller de l'avant, si le gouvernement vous donnait son approbation, pourvu que vous remplissiez toutes les conditions?

M. Haight: Nous serions disposés à délimiter les réserves que nous avons, aussi rapidement que possible et, si nous voyons que nous en avons suffisamment pour appuyer le développement, oui, alors nous progresserons.

Le sénateur Molgat: Mais, à l'heure actuelle, vous n'avez pas suffisamment de réserves pour le garantir?

M. Haight: Nous croyons que le potentiel existe, mais il nous faudrait plus de forages pour prouver la rentabilité de ces réserves. Avant d'investir de fortes sommes dans le développement, nous devons nous en assurer.

Le sénateur Molgat: Vous n'êtes pas encore prêts à vous engager?

M. Haight: C'est exact.

Le sénateur Molgat: Combien de temps vous faudra-t-il?

M. Haight: Il nous faudra environ 2 ans de forage.

Le sénateur Guay: Non pas que le sénateur Molgat ait posé sa question comme hypothétique, mais nous savons qu'il serait

[Text]

would be very difficult for the government to give you a clear signal right now, as you suggested here, to go ahead, so I do not think it would be possible to get it immediately for various reasons. Am I correct in suggesting that one reason has to do with the claims which have to be settled long before they can give you a clear signal?

Mr. Haight: I do not know how long it will take for the land claims to be settled. In my opinion, they do not have to be settled before development proceeds.

Senator Guay: In other words, in view of what was said, if the government indicates you can go ahead, as Senator Molgat suggested, then I would agree with Senator Molgat that it would take roughly two years before you could proceed?

Mr. Haight: Yes.

Senator Nurgitz: Do I detect in all this pussy-footing about streamlining the approval process, that the delay in getting government approval is delaying the whole process?

Mr. Haight: I am not sure I understand your question.

Senator Nurgitz: As one tries to read between the lines, you are asking that the approval process be streamlined and, I take it, hastened. As a result, the whole project would then be hastened with all of this oil coming on stream. Do I detect that government approval is slower than you would wish and it is impeding the process?

Mr. Haight: That is correct. Let us take Norman Wells as a good example. We did studies in early 1978 and in 1979 which showed that because of the much higher crude prices in Canada it was now economic to develop that field to its full potential and to move the crude to southern markets. From the point of making that decision to finally getting the Norman Wells field on stream is going to be some six years. The whole approval process for a field that was already discovered took about three years. We say that is too long.

Senator Nurgitz: I take it that from an industry standpoint that is unsatisfactory?

Mr. Haight: That is correct.

Senator Molgat: You still have three years of delineation work to do and you are, in fact, proceeding with that, are you not?

Mr. Haight: I do not think we would do any delineation drilling. We will be carrying on our exploration programs for new fields up there, but unless we had some indication that development could proceed if we delineated currently-found fields—we would not want to spend that money—we simply cannot afford to be putting money into projects that are not going to proceed.

Senator Molgat: So the delineation will not begin until you get that signal?

[Traduction]

très difficile pour le gouvernement de nous donner maintenant le feu vert, et je doute qu'il soit possible de l'obtenir immédiatement, et ce, pour diverses raisons. Suis-je en droit de croire que c'est entre autres parce que les revendications, doivent être réglées, longtemps avant que le gouvernement puisse vous donner le feu vert?

M. Haight: J'ignore combien de temps il nous faudra pour régler les revendications foncières. A mon avis, nous n'avons pas à les régler, avant que le développement commence.

Le sénateur Guay: En d'autres termes, tenant compte de ce qui a été dit, si le gouvernement vous indique que vous pouvez aller de l'avant, comme l'a suggéré le sénateur Molgat, je conviendrais donc avec lui qu'il faudra environ deux ans, avant que vous puissiez commencer?

M. Haight: Oui.

Le sénateur Nurgitz: Si je comprends bien avec ces périphrases, lorsque vous demandez la rationalisation du processus d'approbation, c'est que le délai pour obtenir l'approbation du gouvernement équivaut à un délai du processus tout entier?

M. Haight: Je ne saisis pas très bien votre question.

Le sénateur Nurgitz: Lisant entre les lignes, je conclus que vous demandez que le processus d'approbation soit rationalisé et, qu'on se hâte de le faire. Par conséquent, le projet dans son ensemble serait hâté avec tout ce pétrole mis en service. Si je comprends bien, l'approbation du gouvernement est plus lente à obtenir que vous ne le voudriez et cela vous empêche de progresser?

M. Haight: C'est exact. Prenons le cas de Norman Wells. Les études que nous avons effectuées au début de 1978 et en 1979 montrent que, par suite des prix beaucoup plus élevés du pétrole brut au Canada, il était maintenant économique de mettre en valeur ce domaine à son plein potentiel et de transporter le pétrole brut aux marés du sud. A partir du moment où cette décision a été prise jusqu'à celui où nous pourrions mettre le Norman Wells en production, il faudra environ six ans. Il a fallu environ trois ans pour approuver un champ qui avait déjà été découvert. Nous disons que c'est trop.

Le sénateur Nurgitz: Je suppose que, du point de vue industriel, ce n'est pas satisfaisant?

M. Haight: C'est exact.

Le sénateur Molgat: Vous avez encore trois ans de travaux de délimitation à accomplir et c'est ce que vous êtes en train de faire, n'est-ce pas?

M. Haight: Je ne pense pas que nous ferions du forage de délimitation. Nous poursuivrons l'exploration de nouveaux gisements à cet endroit, mais tant que nous n'aurons pas d'indication que le développement peut se produire, si nous délimitons les gisements actuellement trouvés—nous ne voudrions pas dépenser cet argent—nous ne pouvons simplement pas nous permettre d'investir dans des projets qui ne seront pas exécutés.

Le sénateur Molgat: Ainsi, la délimitation ne commencera pas tant que vous n'aurez pas reçu ce feu vert?

[Text]

Mr. Haight: Until we get some feeling of confidence that if we do delineate those reserves, we can produce them.

Senator Nurgitz: With regard to any governmental delay, how does that relate to cost?

Mr. Haight: The whole regulatory process adds cost in terms of the engineers and other people we have working to go through that regulatory process. It is not a major cost in terms of overall development. It is the timing that worries us more than anything.

Senator Nurgitz: To get back to the timing, the delay in obtaining approval, in your judgment, does that add to the cost of the ultimate product?

Mr. Haight: Not significantly, no.

Senator Doody: Is there an inflation factor? If this had been approved three years ago, it would have cost you a great deal less than it would today.

Mr. Haight: That certainly is a factor, but crude prices are also going up. Whether the overall project economics are affected is another question.

Senator Molgat: If you got the signal, you would start the delineation now?

Mr. Haight: I cannot speak for my management committee, but, yes, I think it is very likely that if we got a clear signal we would start delineation now.

The Chairman: Thank you, Mr. Haight and Mr. Bezaire for your presence here this afternoon, and particularly, as Senator Lucier mentioned, for a most comprehensive and informative brief. May I have a motion that the brief be included as an appendix to today's proceedings?

Senator Molgat: I so move.

The Chairman: It is moved by Senator Molgat. Is it agreed?

Hon. Senators: Agreed.

(For text of brief see appendix "17-A".)

The Chairman: I thank honourable senators for their attendance. The next meeting will be two weeks from today. On behalf of the Committee, I again express to our witnesses our deepest appreciation for their presence here today. No doubt we shall be in contact with them further before we are finished. The meeting is adjourned.

The committee adjourned.

[Traduction]

M. Haight: Tant que nous ne serons pas raisonnablement sûrs que, si nous faisons la délimitation de ces réserves, nous pouvons ensuite procéder à la production.

Le sénateur Nurgitz: Quel est l'effet du délai gouvernemental sur les frais?

M. Haight: Le processus de réglementation y ajoute, à cause des ingénieurs et des autres personnes que nous employons pour travailler à ce processus de réglementation. Ce ne sont pas des frais importants, comparé au coût global du développement. C'est le délai qui nous préoccupe plus que toute autre chose.

Le sénateur Nurgitz: Pour en revenir au délai, celui que vous éprouvez pour obtenir l'approbation, ajoute-t-il beaucoup au coût du produit final?

M. Haight: Pas considérablement, non.

Le sénateur Doody: L'inflation joue-t-elle un rôle? Si ce projet avait été approuvé il y a trois ans, cela vous aurait coûté beaucoup moins cher que s'il l'était aujourd'hui.

M. Haight: Sans doute, mais les prix du pétrole brut grimpent également. Quant à savoir l'économie du projet est touché dans son ensemble, c'est une autre question.

Le sénateur Molgat: Si vous obteniez l'approbation, commenceriez-vous dès maintenant la délimitation?

M. Haight: Je ne saurais me prononcer au nom de mon comité de gestion, mais je crois qu'il est très probable que nous commencerions maintenant la délimitation.

Le président: Merci, M. Haight et M. Bezaire de votre présence parmi nous, cet après-midi, et, en particulier, comme l'a souligné le sénateur Lucier, merci de nous avoir présenté un mémoire si complet et si détaillé. Quelqu'un veut-il proposer que ce mémoire soit annexé aux délibérations d'aujourd'hui?

Le sénateur Molgat: Je le propose.

Le président: La motion est présentée par le sénateur Molgat. Êtes-vous d'accord?

Des voix: D'accord.

(Pour avoir le texte de ce mémoire veuillez consulter l'appendice «17-A».)

Le président: Je remercie les honorables sénateurs de leur présence. La prochaine réunion aura lieu dans deux semaines. De la part du Comité, j'exprime de nouveau à nos témoins notre profonde appréciation pour leur présence ici aujourd'hui. Nous les contacterons sans aucun doute, avant que les travaux soient terminés. La séance est levée.

Le comité suspend ses travaux.

APPENDIX "17-A"

ESSO RESOURCES CANADA LIMITED

**"A REVIEW OF ESSO RESOURCES WESTERN
ARCTIC EXPERIENCE AND THOUGHTS REGARDING
RESOURCE DEVELOPMENT IN THIS AREA"**

PRESENTED TO

**THE SPECIAL COMMITTEE OF THE SENATE
ON THE NORTHERN PIPELINE**

FEBRUARY 16, 1982

OTTAWA

"A REVIEW OF ESSO RESOURCES WESTERN
ARCTIC EXPERIENCE AND THOUGHTS REGARDING
RESOURCE DEVELOPMENT IN THIS AREA

PRESENTED TO

THE SPECIAL COMMITTEE OF THE SENATE ON THE NORTHERN PIPELINE

BY ESSO RESOURCES CANADA LIMITED

82 02 16

CALGARY

EXECUTIVE SUMMARY

WE IN ESSO WELCOME THE OPPORTUNITY TO PROVIDE THE SENATE COMMITTEE ON THE NORTHERN PIPELINE WITH OUR THOUGHTS ON DEVELOPMENT IN THE WESTERN ARCTIC AND MORE SPECIFICALLY IN THE BEAUFORT.

SINCE THE ESSO'S NORMAN WELLS DISCOVERY IN 1919, WE HAVE SHOT 55,000 KM OF SEISMIC AND DRILLED A TOTAL OF 225 WELLS IN THE WESTERN ARCTIC. OF THESE 225 WELLS, 61 HAVE BEEN DRILLED ONSHORE IN THE MACKENZIE DELTA AREA AND 18 HAVE BEEN DRILLED OFFSHORE IN THE BEAUFORT SEA. ESSO'S EXPLORATION DRILLING EXPENDITURES IN THE BEAUFORT AREA TO DATE TOTAL OVER 600 MILLION DOLLARS.

SUBSEQUENT TO THE NORMAN WELLS DISCOVERY, THE FIELD WAS DEVELOPED AND A REFINERY CONSTRUCTED. PRODUCTION FROM THIS FIELD HAS PROVIDED FUEL SUPPLIES TO COMMUNITIES IN THE MACKENZIE VALLEY FOR MANY YEARS.

WE ARE CURRENTLY PRODUCING ABOUT 3000 BARRELS OF OIL PER DAY AT NORMAN WELLS AND WE HAVE RECENTLY RECEIVED APPROVALS TO EXPAND THIS

PRODUCTION TO NEARLY 30,000 BARRELS PER DAY. A PIPELINE WILL BE BUILT TO MOVE THE EXPANDED PRODUCTION TO SOUTHERN MARKETS STARTING IN THE SUMMER OF 1985. THE PIPELINE WILL TIE INTO AN EXISTING PIPELINE SYSTEM AT ZAMA LAKE FOR TRANSPORTATION TO EDMONTON.

DURING THE LATE 1960'S AND EARLY 1970'S, ESSO BECAME MORE ACTIVE IN THE BEAUFORT AND OTHER ARCTIC AREAS INCLUDING THE ARCTIC ISLANDS. BECAUSE OF THE ALMOST TOTAL LACK OF INFRASTRUCTURE IN THE WESTERN ARCTIC, ONE OF OUR FIRST REQUIREMENTS WAS TO ESTABLISH CENTRAL LOGISTICS BASES TO SUPPORT EXPLORATION OPERATIONS. ESSO HAS TWO SUCH SUPPORT BASES IN THE BEAUFORT AREA, ONE LOCATED AT AN ABANDONED DEW SITE ON THE SOUTHERN TIP OF RICHARDS ISLAND, AND ONE ACROSS THE BAY FROM THE COMMUNITY OF TUKTOYAKTUK. DURING OUR EXPLORATION ACTIVITIES WE HAVE DEVELOPED SUBSTANTIAL TECHNOLOGY RELATING TO SAFETY, TRANSPORTATION, OFFSHORE OPERATIONS AND RESPONSIBLE MANAGEMENT OF SOCIO-ECONOMIC AND ENVIRONMENTAL ASPECTS ASSOCIATED WITH OPERATING IN CANADA'S NORTH.

AFTER ABOUT SEVEN YEARS OF EXPLORATION ONSHORE IN THE MACKENZIE DELTA ESSO'S PROGRAM MOVED INTO THE OFFSHORE AREA OF THE BEAUFORT SEA IN THE EARLY 1970'S. IN THE OFFSHORE WE CHOSE TO DRILL FROM ARTIFICIAL ISLANDS BECAUSE ISLANDS WERE JUDGED TO BE SAFEST, CAUSED THE LEAST ENVIRONMENTAL IMPACTS AND WERE THE MOST COST EFFECTIVE OF ALL OTHER ALTERNATIVES CONSIDERED FOR WATER DEPTHS OUT TO THE LIMIT OF OUR ACREAGE. ISLANDS CAN BE CONSTRUCTED IN SHALLOW WATER UP TO 15 FEET BY HAULING GRAVEL WITH TRUCKS DURING THE WINTER SEAS OR BY DREDGING DURING THE OPEN WATER SEASON. ISLANDS IN DEEPER WATER CAN ONLY BE CONSTRUCTED DURING THE SUMMER USING LARGE OCEAN GOING DREDGES. TO DATE, WE HAVE BUILT 18 ISLANDS IN THE BEAUFORT SEA IN DEPTHS RANGING FROM 5 FEET OF WATER TO ABOUT 60 FEET.

BECAUSE OF THE CONCERN ABOUT POSSIBLE ADVERSE EFFECTS ON WHALES AND OTHER MARINE LIFE, ESSO HAS CONDUCTED A NUMBER OF CHEMICAL, PHYSICAL AND BIOLOGICAL RESEARCH AND MONITORING STUDIES. FOR EXAMPLE, ESSO HAS CONDUCTED WHALE MONITORING SURVEYS FOR THE PAST 10 YEARS. THE OBJECTIVE HAS BEEN TO PREVENT OFFSHORE ACTIVITIES FROM HAVING ANY SIGNIFICANT

ADVERSE EFFECTS ON WHALES AND IN TURN ON WHALE HUNTING ACTIVITIES. WE HAVE BEEN GUIDED BY THESE DATA TO MODERATE SUCH ACTIVITIES AS BARGE TRAFFIC AT SENSITIVE TIMES.

IN ADDITION TO OUR DEMONSTRATED CONCERNS TO PROTECT THE ENVIRONMENT, WE HAVE ALSO CONTINUED TO UPGRADE OUR CAPABILITIES TO MANAGE OUR SOCIO-ECONOMIC RESPONSIBILITIES IN THE NORTH. THE UNDERLYING PRINCIPLES IN OUR SOCIO-ECONOMIC POLICIES IS TO MAXIMIZE NORTHERN PARTICIPATION INCLUDING EMPLOYMENT AND BUSINESS OPPORTUNITIES. SINCE 1975 WE HAVE ON THE AVERAGE EMPLOYED MORE THAN 100 NORTHERN RESIDENTS. THESE FIGURES FOR 1980 AND 1981 ARE 146 EMPLOYEES AND 153 EMPLOYEES RESPECTIVELY. DURING THIS TIME OUR PAYROLL AND PURCHASES OF LOCAL GOODS AND SERVICES HAVE RANGED FROM 7 MILLION DOLLARS TO 18.5 MILLION DOLLARS IN 1981. WE BELIEVE THAT THESE FIGURES DEMONSTRATE THAT ESSO RESOURCES HAS MADE AND IS CONTINUING TO MAKE SIGNIFICANT CONTRIBUTIONS TO NORTHERN COMMUNITIES THROUGH OUR PROGRAMS.

NEEDS (PRIMARILY SHIP YARDS AND PIPE MILLS BUT INCLUDING A REQUIREMENT FOR MANY OTHER GOODS AND SERVICES).

EXPLORATION AND DEVELOPMENT EXPENDITURES ASSOCIATED WITH A MAJOR DEVELOPMENT ARE ESTIMATED TO BE IN A RANGE OF 30 TO 40 BILLION 1981 DOLLARS FOR THE PERIOD 1985 TO 2000. AT THE PEAK, SUCH A PROJECT WOULD DIRECTLY EMPLOY ABOUT 13,000 DURING PIPELINE CONSTRUCTION DECREASING TO ABOUT 7,000 AFTER COMPLETION OF PIPELINE CONSTRUCTION.

THE ECONOMIC BENEFITS ARE DISTRIBUTED ACROSS CANADA TO ALL PROVINCES. THE CASH FLOW RANGES FROM A LOW ESTIMATE OF 0.5 BILLION DOLLARS IN MANITOBA TO A HIGH ESTIMATE OF 13 BILLION DOLLARS IN ONTARIO.

IN ADDITION TO SOUTHERN CANADIAN INDUSTRIAL BENEFITS, THERE WILL ALSO BE SUBSTANTIAL BENEFITS TO THE NORTH. BETWEEN THE YEARS 1990 AND 2000, WE BELIEVE THERE WILL BE 2000 TO 3400

WITH THE RECENT BEAUFORT OIL DISCOVERIES ANNOUNCED BY A NUMBER OF OPERATORS, WE NEED TO CONSIDER THE OPPORTUNITY FOR AND TIMING OF RESOURCE DEVELOPMENT. WE BELIEVE THAT THE BEAUFORT CAN PLAY A MAJOR ROLE IN MOVING CANADA TOWARD ITS ENERGY SELF-SUFFICIENCY GOALS. ESSO'S CURRENT ASSESSMENT OF THE ULTIMATE OIL POTENTIAL IN THE BEAUFORT IS ABOUT 6.3 BILLION BARRELS WHICH COMPARES FAVOURABLY WITH THE GEOLOGICAL SURVEY OF CANADA ESTIMATES. WE EXPECT 60% OF THESE RESERVES WILL BE DISCOVERED BY THE YEAR 2000.

WE ALSO BELIEVE THAT WITH A CLEAR SIGNAL FROM GOVERNMENT IN SUPPORT OF DEVELOPMENT AND EXPEDITING THE APPROVAL PROCESS, A MAJOR BEAUFORT DEVELOPMENT PROJECT COULD BE ON PRODUCTION BY THE LATE 1980'S OR EARLY 1990'S. A MAJOR PROJECT WOULD OF COURSE REQUIRE A TRANSPORTATION SYSTEM. TWO SYSTEMS, PIPELINE AND TANKER, HAVE BEEN CONSIDERED AND WE BELIEVE THAT BOTH SYSTEMS ARE VIABLE. THE MAIN DIFFERENCES ARE IN COST PER BARREL OF OIL DELIVERED TO SOUTHERN MARKETS, AND IMPACT ON THE NATIONAL ECONOMY RELATED TO VARIATIONS IN MANUFACTURING

DIRECT AND INDIRECT JOBS WHICH WILL GENERATE FROM 20 TO 40 MILLION DOLLARS ANNUALLY IN WAGES AND SALARIES. WE EXPECT TO SPEND FROM 150 TO 200 MILLION DOLLARS ANNUALLY IN GOODS AND SERVICES THROUGH NORTHERN BUSINESS. WE ALSO EXPECT THERE WILL BE SUBSTANTIAL IMPROVEMENTS IN THE INFRASTRUCTURE INCLUDING SCHOOLS, HOSPITALS, SOCIAL SERVICES, RECREATION, TRANSPORTATION, AND COMMUNICATION. OTHER BENEFITS WILL INCLUDE TAXES AND ROYALTIES TO THE FEDERAL GOVERNMENT RANGING FROM 800 MILLION IN 1990 TO 1700 MILLION DOLLARS IN 2000.

WE BELIEVE THERE MAY BE SOME ADVANTAGES, ESPECIALLY IN THE AREA OF INVOLVING NORTHERN COMMUNITIES, FOR DEVELOPMENT TO PROCEED IN STAGES; THAT IS, STARTING INITIALLY WITH A SMALLER SCALE DEVELOPMENT PROJECT AT A PRODUCTION RATE OF ABOUT 25,000 B/D, WITH THE PRODUCTION BEING MOVED TO MARKET THROUGH THEN EXISTING TRANSPORTATION SYSTEMS. WE BELIEVE SUCH AN APPROACH WOULD SERVE AS A PROVING GROUND FOR NORTHERN PARTICIPATION IN MAJOR DEVELOPMENT PROGRAM. A SMALL SCALE PROJECT

SUCH AS THIS COULD BE BROUGHT ONSTREAM IN 2 - 4 YEARS IN ADVANCE OF MAJOR DEVELOPMENT AND PROVIDE VALUABLE DATA AND INFORMATION ON WHICH TO PLAN A MAJOR PROJECT.

IN SUMMARY, WE BELIEVE THE BEAUFORT IS VERY PROSPECTIVE AND WILL BE A MAJOR SOURCE OF CANADIAN CRUDE SUPPLIES DURING THE 1990'S. WE BELIEVE THAT WE CAN MANAGE THE SOCIO-ECONOMIC AND ENVIRONMENTAL ASPECTS SO AS TO PROVIDE A LARGE NET POSITIVE SOCIO-ECONOMIC BENEFIT WITH MINIMAL IMPACT ON THE ENVIRONMENT. WE ARE CONFIDENT THAT THE TECHNOLOGY REQUIRED FOR RESOURCE DEVELOPMENT IS IN PLACE AND BOTH PIPELINES AND TANKERS TRANSPORTATION SYSTEMS ARE VIABLE. THE STAGED DEVELOPMENT APPROACH MAY BE DESIRABLE AND ESSO IS WILLING TO WORK WITH GOVERNMENT TO PURSUE SUCH A CONCEPT. IN ORDER FOR ANY DEVELOPMENT TO OCCUR IN THE BEAUFORT IN TIME TO SUPPORT CANADA'S SELF-SUFFICIENCY GOALS, WE BELIEVE THAT THE APPROVAL AND REGULATORY PROCESSES NEED TO BE STREAMLINED.

INTRODUCTION

WE ARE PLEASED TO HAVE THE OPPORTUNITY TO APPEAR BEFORE THE SPECIAL COMMITTEE OF THE SENATE ON THE NORTHERN PIPELINE.

WE WELCOME THE OPPORTUNITY TO SHARE WITH YOU SOME OF THE EXPERIENCE WE HAVE GAINED FROM OPERATING IN THE N.W.T. FOR OVER 60 YEARS AND TO DESCRIBE FOR YOU SOME OF THE IDEAS AND CONCEPTS WE HAVE RELATIVE TO BEAUFORT DEVELOPMENT. WE LOOK FORWARD TO AN EXCHANGE OF VIEWS WITH THE COMMITTEE.

WE WILL ALSO PROVIDE YOU WITH OUR THOUGHTS RELATIVE TO THE EFFECTIVENESS OF THE CURRENT APPROVAL PROCESS FOR BEAUFORT DEVELOPMENT AS YOU REQUESTED.

ESSO HAS MAINTAINED AN ACTIVE BEAUFORT EXPLORATION PROGRAM SINCE THE MID 60'S. DURING THIS PERIOD WE BELIEVE ESSO HAS MADE SIGNIFICANT CONTRIBUTIONS TO THE DEVELOPMENT OF ARCTIC DRILLING, CONSTRUCTION AND LOGISTICS TECHNOLOGY.

ESSO IS PROUD OF THE FACT THAT THIS TECHNOLOGY DEVELOPMENT, WHICH STARTED IN THE LATE 1950'S, HAS OVER 90% CANADIAN CONTENT, CONSISTENT WITH CURRENT GOVERNMENT POLICY TO INCREASE CANADIAN OFFSHORE EXPERTISE.

WE ARE ALSO PROUD OF THE FACT THAT WE HAVE INVOLVED LOCAL COMMUNITIES IN OUR PROGRAMS, AS THEY HAVE DESIRED.

ANY COMMENTS, QUESTIONS OR SUGGESTIONS WILL BE WELCOME AS WE PROCEED .

ESSO WESTERN ARCTIC ACTIVITIES HISTORY / EXPERIENCE / FUTURE DEVELOPMENTS

- **ESSO HISTORY / EXPERIENCE**
 - NORMAN WELLS
 - BEAUFORT
- **TECHNOLOGY & SCIENCE DEVELOPMENT**
 - ONSHORE TECHNICAL
 - OFFSHORE TECHNICAL
 - ENVIRONMENTAL
 - SOCIO-ECONOMIC
- **STATUS OF BEAUFORT EXPLORATION**
 - DISCOVERIES
 - RESERVE ASSESSMENT
 - SUPPLY DEMAND FORECAST
 - ESSO EXPLORATION PLANS
- **DEVELOPMENT SCENARIOS**
- **REGULATION & APPROVAL PROCEDURE**

PRESENTATION OUTLINE

WE WILL BEGIN OUR PRESENTATION TODAY BY GIVING YOU SOME BACKGROUND ON ESSO'S HISTORICAL ROLE IN THE WESTERN ARCTIC. WE WILL DESCRIBE WHAT WE HAVE LEARNED OVER THE YEARS RELATIVE TO OPERATING IN THIS UNIQUE PHYSICAL AND SOCIAL ENVIRONMENT, WITH SPECIFIC REFERENCES TO NORMAN WELLS AND THE BEAUFORT.

WE WILL THEN TELL YOU ABOUT THE DEVELOPMENT OF TECHNOLOGY AND SCIENCE REQUIRED TO SUPPORT ESSO'S EXPLORATION PROGRAMS BOTH ONSHORE AND OFFSHORE AND TO MANAGE THE ENVIRONMENTAL AND SOCIO-ECONOMIC ASPECTS OF OUR NORTHERN OPERATIONS.

WE WILL REVIEW ESSO'S RESERVE ASSESSMENT OF THE BEAUFORT, TOGETHER WITH OUR ASSESSMENT OF THE ROLE BEAUFORT PRODUCTION CAN PLAY IN CANADA'S FUTURE SUPPLY REQUIREMENTS. WE WILL ALSO PROVIDE YOU WITH AN OVERVIEW OF OUR CURRENT EXPLORATION PLANS.

THIS WILL BE FOLLOWED BY A PRESENTATION OF ESSO'S DEVELOPMENT SCHEDULE SCENARIOS FOR THE BEAUFORT AREA, LEADING TO FULL SCALE OIL PRODUCTION FROM THE BEAUFORT.

WE WILL PROVIDE SOME OF OUR THOUGHTS ON THE REGULATION AND APPROVAL PROCEDURES AS THEY AFFECT DEVELOPMENT PLANNING, AND FINALLY CONCLUDE WITH A FEW SUMMARY COMMENTS.

49 576

ESSO'S WESTERN ARCTIC EXPERIENCE

- **WESTERN ARCTIC OPERATIONS (1920-1981)**
 - 55,000 km OF SEISMIC
 - 225 WELLS

- **BEAUFORT AREA ONLY**
 - 61 WELLS ONSHORE
 - 18 WELLS OFFSHORE
 - EXPENDITURES OVER \$600 MILLION

- **ENVIRONMENTAL IMPACT STATEMENT**

- **NORMAN WELLS FIELD**
 - DISCOVERED 1919
 - PRODUCING 450 m³/DAY
 - WILL EXPAND TO 4,800 m³/DAY BY 1985

ESSO'S ARCTIC EXPERIENCE

SINCE DRILLING THE DISCOVERY WELL AT NORMAN WELLS IN 1919, ESSO HAS COLLECTED OVER 55,000 KM (34,000 MI) OF SEISMIC DATA AND HAS DRILLED A TOTAL OF 225 WELLS IN THE WESTERN ARCTIC. SEVENTY NINE OF THESE 225 WELLS WERE DRILLED IN THE BEAUFORT AREA, AND 18 OF THESE WERE DRILLED FROM MAN MADE ISLANDS IN THE BEAUFORT SEA. ESSO'S TOTAL EXPLORATION EXPENDITURE IN THE BEAUFORT NOW EXCEED 600M\$.

WE ARE CURRENTLY PARTICIPATING WITH DOME AND GULF IN THE PREPARATION OF AN ENVIRONMENTAL IMPACT STATEMENT (E.I.S.) FOR CONSIDERATION BY A RECENTLY APPOINTED ENVIRONMENTAL ASSESSMENT AND REVIEW PANEL (EARP). THIS E.I.S. WILL ADDRESS THE IDENTIFICATION AND MANAGEMENT OF POTENTIAL ENVIRONMENTAL AND SOCIO ECONOMIC IMPACTS RELATED TO HYDROCARBON DEVELOPMENT IN THE BEAUFORT. WE UNDERSTAND THAT FOLLOWING PUBLIC REVIEWS OF THE E.I.S. LATER THIS YEAR, THE PANEL WILL PUBLISH A REPORT ON THEIR FINDINGS BY THE SPRING OF 1983.

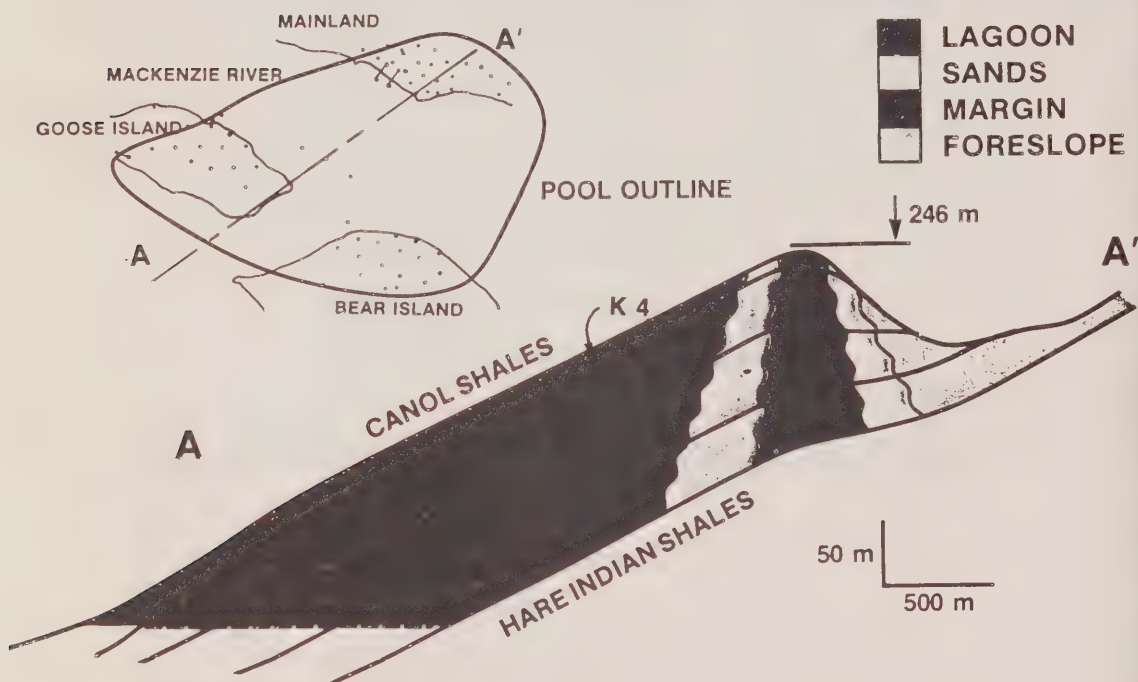
AS NOTED EARLIER OUR HISTORY IN THE N.W.
ES BACK TO DRILLING THE DISCOVERY WELL

NORMAN WELLS IN 1919. SUBSEQUENTLY THE FIELD WAS DEVELOPED AND A REFINERY BUILT. SINCE THAT TIME, PRODUCTION HAS CONTINUED TO PROVIDE FUEL SUPPLIES TO MANY MACKENZIE VALLEY COMMUNITIES. WE ARE CURRENTLY PRODUCING 450 CUBIC METERS OF OIL PER DAY (m^3/d) OR 2800 BARRELS OF OIL PER DAY (BOPD) AT NORMAN WELLS. WE MARKET 140 MILLION LITRES/YEAR (0.9 MILLION BARRELS) OF FUEL IN THE NORTH.

OVER THE NEXT FEW YEARS, THE NORMAN WELLS FIELD WILL BE EXPANDED TO 4800 m^3/d (30,000 BOPD). THE REFINERY AT NORMAN WELLS WILL CONTINUE TO OPERATE BUT MOST OF THE ADDITIONAL PRODUCTION WILL BE MOVED TO SOUTHERN MARKETS THROUGH A NEW 300 MM (12 IN.) DIAMETER PIPELINE TO ZAMA LAKE, AND THENCE TO EDMONTON THROUGH THE EXISTING RAINBOW PIPELINE. INTERPROVINCIAL PIPELINE (N.W.) LIMITED WILL CONSTRUCT AND OPERATE THE NEW LINE.

40-379

DIP SECTION NORMAN WELLS POOL MACKENZIE RIVER # 2 - MAINLAND



NORMAN WELLS RESERVES

THE NORMAN WELLS OIL FIELD LIES DIRECTLY UNDER THE MACKENZIE RIVER WITH LESS THAN HALF OF IT ACCESSIBLE FROM THE EXISTING LAND AREA. THE POOL IS 5 KM. (3 MI) WIDE BY 6.5 KM. (4 MI.) LONG. OIL RESERVES ARE POOLED IN A RELATIVELY LOW PERMEABILITY LIMESTONE REEF FORMATION AT A DEPTH OF ABOUT 250 METERS (900 FT) ON THE MAINLAND AND 700 METRES (2000 FT.) ON BEAR ISLAND. IN ORDER TO EXPAND PRODUCTION FROM 450 m³/D (2800 BOPD) TO 4800 m³/D, (30,000 BOPD), 150 NEW WELLS WILL BE DRILLED OVER THE NEXT FOUR YEARS AND A FIELD WIDE SECONDARY RECOVERY WATERFLOOD WILL BE INSTALLED.

SIX ARTIFICIAL ISLANDS WILL BE CONSTRUCTED IN THE NEAR SHORE AREAS OF THE MACKENZIE RIVER TO PROVIDE DRILLING PLATFORMS IN THE RIVER TO ACCOMMODATE MOST OF THE NEW WELLS.

WE ESTIMATE THERE ARE 95 MILLION M³ (600 MILLION BBLs) OF OIL IN PLACE IN THE RESERVOIR OF WHICH LESS THAN 16 MILLION M³ (100 MILLION BBLs) ARE RECOVERABLE WITHOUT THE EXPANSION PROGRAM. RECOVERY WILL INCREASE TO ABOUT 40 MILLION M³ (250 MILLION BBLs) WITH THE PROPOSED EXPANSION PROGRAM. IT WILL ALSO INCREASE CONSERVATION OF THE NATURAL GAS PRODUCED WITH THE OIL, MOST OF WHICH IS CURRENTLY BEING FLARED.

NORMAN WELLS AREA

NORMAN WELLS OIL FIELD EXPANSION



NORMAN WELLS FIELD FACILITIES

THE ARTIFICIAL ISLANDS TO BE CONSTRUCTED IN THE RIVER HAVE BEEN DESIGNED TO WITHSTAND THE MOST SEVERE ENVIRONMENTAL CONDITIONS WHICH OCCUR DURING SPRING BREAK-UP. UP TO 17 WELLS WILL BE DRILLED FROM EACH ISLAND. THE ISLANDS WILL BE CONSTRUCTED FROM LOCAL SAND AND QUARRY ROCK.

THE INTERCONNECTING PIPELINE SYSTEM WILL BE DREDGED INTO THE RIVER BED TO PROTECT IT AGAINST ICE SCOUR AND/OR CURRENT EROSION. THE PIPELINE SYSTEM IS ACTUALLY COMPRISED OF A BUNDLE OF LINES, TO SEPARATELY CARRY OIL, WATER, GAS AND ELECTRICAL CABLES.

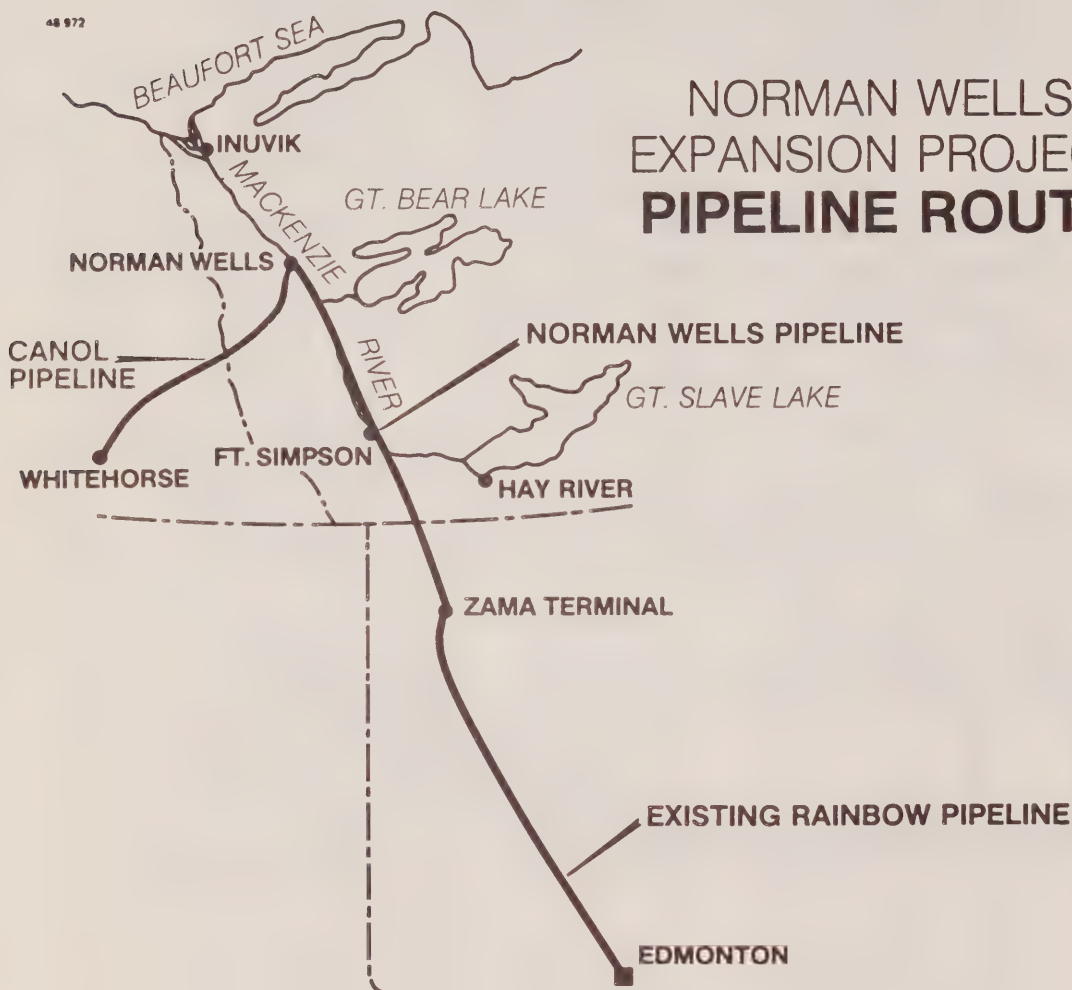
THE CENTRAL PROCESSING FACILITY LOCATED ON THE MAINLAND WILL BE COMPRISED OF A 5000 m³/d (30,000 BOPD) CRUDE STABILIZATION UNIT, A 425,000 m³/d (15 MMCF/D) GAS PLANT, A 6400 m³/d (40,000 BOPD) WATER INJECTION PLANT, AND A 15 MW (20,000 HP) POWER STATION. THE GAS PLANT WILL RECOVER ABOUT 50% OF THE PROPANE PLUS FRACTIONS, AND THE RESULTING 350 m³/d (2200 BARRELS/DAY) OF NATURAL GAS LIQUIDS WILL

BE BATCH-SHIPED THROUGH THE PIPELINE SYSTEM TO THE EDMONTON AREA FOR FRACTIONATION.

ESSO ALSO HAS DEVELOPED DETAILED PLANS TO ENSURE THAT THE PROJECT WILL PROVIDE THE MAXIMUM OPPORTUNITY FOR NORTHERN RESIDENTS TO PARTICIPATE IN THE PROGRAM. OUR PLANS ADDRESS SUCH ISSUES AS CULTURAL AWARENESS PROGRAMS, HIRING AND TRAINING PROGRAMS, SPECIAL HANDLING OF BID PACKAGES TO ENSURE THAT THEY ARE OF A SIZE THAT NORTHERN CONTRACTORS CAN HANDLE.

TO EXPAND ON OUR TRAINING ACTIVITIES, PRE-EMPLOYMENT, ON THE JOB AND SPECIAL SUPERVISORY TRAINING COURSES ARE AVAILABLE TO ALL ESSO EMPLOYEES. EMPLOYEE ACHIEVEMENTS ARE REVIEWED ON A REGULAR BASIS TO ENSURE EMPLOYEE DEVELOPMENT.

ESSO HAS ALSO DEVELOPED A NUMBER OF OTHER WORK POLICIES WHICH WILL ENCOURAGE NORTHERN RESIDENT PARTICIPATION. SOME OF THESE INCLUDE, ROTATING WORK SCHEDULES, LOCAL HIRING, SPECIAL EMPLOYEE CATEGORIES, TRANSPORTATION FOR EMPLOYEES, ORIENTATION AND COUNSELLING.



NORMAN WELLS PIPELINE

AS MENTIONED EARLIER, A 300 MM (12 IN.) PIPELINE WILL BE CONSTRUCTED FROM NORMAN WELLS TO ZAMA LAKE IN NORTHERN ALBERTA TO TIE IN TO THE EXISTING RAINBOW PIPELINE. THE PIPELINE WILL BE OWNED AND OPERATED BY INTERPROVINCIAL PIPELINES (NW) LTD.

THE PIPELINE WILL BE BURIED AND THE TEMPERATURE OF THE CRUDE OIL WILL BE MAINTAINED AT AMBIENT GROUND TEMPERATURES. THIS WILL MINIMIZE THAWING OF THE PERMAFROST AND THE SUBSEQUENT POTENTIAL FOR PIPELINE FAILURE.

PIPELINE CONSTRUCTION WILL START IN 1983, IN ACCORDANCE WITH GOVERNMENT APPROVALS, AND THE PIPELINE WILL BE BROUGHT INTO FULL OPERATION IN THE SUMMER OF 1985.



ESSO'S BAR "C" BASE CAMP

DURING THE LATE 1960'S AND EARLY 1970'S, IN ADDITION TO NORMAN WELLS AND THE BEAUFORT, ESSO WAS ACTIVE IN OTHER PARTS OF THE ARCTIC INCLUDING THE ARCTIC ISLANDS. EXPERIENCE GAINED IN ALL OF THESE AREAS HAS AIDED US IN DEVELOPING ARCTIC TECHNOLOGY THAT HAS ALLOWED US TO OPERATE IN A RESPONSIBLE MANNER. WE WOULD NOW LIKE TO REVIEW SOME OF THESE TECHNOLOGY DEVELOPMENTS. THE ILLUSTRATIONS PROVIDED WILL ALSO FAMILIARIZE YOU WITH THE TYPES OF TERRAIN ENCOUNTERED, INNOVATIONS IN THE EQUIPMENT THAT HAS BEEN USED AND OUR OPERATING PRACTICES, WHICH WERE DEVELOPED TO ENSURE OUR OPERATIONS ARE EFFICIENT, COST EFFECTIVE AND RESULT IN A MINIMUM ENVIRONMENTAL IMPACT.

BECAUSE OF THE ALMOST TOTAL LACK OF INFRA-STRUCTURE IN MOST OF THE WESTERN ARCTIC, ONE OF THE FIRST REQUIREMENTS IS TO ESTABLISH A CENTRAL LOGISTICS BASE FROM WHICH TO PROVIDE DAY TO DAY SUPPORT TO THE DRILL SITES AND TO PROVIDE A SITE FOR STOCK PILING SUPPLIES. WE HAVE ESTABLISHED TWO SUCH SITES, IN THE

BEAUFORT/MACKENZIE DELTA AREA ONE AT "BAR C" ON THE SOUTHERN TIP OF RICHARDS ISLAND AND ONE ACROSS THE BAY FROM THE COMMUNITY OF TUKTOYAKTUK. BAR C, WHICH IS THE NAME OF THE BASE SHOWN ON THIS CHART, IS LOCATED ON THE SITE OF AN ABANDONED DEW LINE INSTALLATION SOME 100 KM. (60 MI.) NORTH OF INUVIK.

THIS SITE HAS SERVED AS OUR MAIN STAGING AREA FOR EXPLORATION DRILLING IN THE NORTHERN PART OF THE DELTA AND FOR THE SHALLOW OFFSHORE ARTIFICIAL ISLAND SITES IN MACKENZIE BAY AND SHALLOW BAY. THE SITE WAS CLOSED IN 1979 WHEN WE CONSOLIDATED OPERATIONS AT OUR TUKTOYAKTUK BASE.

HOWEVER THE STORAGE AREA, CAMP AND TANK FARM WHICH CONTAINS ONE LARGE 7000 M³ (1.8 MILLION GALS) TANK AND 3 SMALLER TANKS STILL REMAIN.

THIS BASE CAN VERY EASILY BE REACTIVATED WHEN THE LEVEL OF ACTIVITY IN THE GENERAL AREA WARRANTS.



ESSO'S TUK BASE CAMP

THIS IS A VIEW OF THE ESSO CAMP AT TUKTOYAKTUK. THE COMMUNITY OF TUKTOYAKTUK, THE DEW LINE STATION AND NORTHERN TRANSPORTATION CO. DOCKS CAN BE SEEN IN THE BACKGROUND ACROSS THE HARBOUR ON THE OCEAN SIDE OF THE INLET.

OUR FACILITIES AT TUK HAVE BEEN UPGRADED IN RECENT YEARS WITH THE REQUIREMENT FOR ADDITIONAL HARBOUR FACILITIES TO SUPPORT ARTIFICIAL ISLAND CONSTRUCTION IN THE DEEPER WATERS OF THE BEAUFORT SEA. ALSO, IN LATE 1981, A NEW 75 BED CAMP WAS OPENED WITH 11 OFFICES, KITCHEN, RECREATION ROOMS, SAUNA AND JACUZZI. TWO PERSON SHARE A ROOM WITH A BATHROOM IN EACH ROOM.

TUK SERVES AS AN OFFLOADING TERMINAL FOR ARTIFICIAL ISLAND CONSTRUCTION EQUIPMENT AND FOR STORAGE OF WELL CASING, DRILL PIPE, DRILLING MUDS, AND OTHER MATERIALS. THE LARGE WHITE TANK WITH A CAPACITY OF 7000 m³ (1.8 MILLION GALS) IS USED FOR DIESEL FUEL AND THE FIVE SMALLER 130 m³ (35,000 GAL.) TANKS ARE USED FOR GASOLINE AND TURBO FUEL STORAGE.

THE COMPLEX ALSO HAS A MECHANICAL SHOP, PARTS BUILDING AND A WAREHOUSE.

THE AIRSTRIP IS USED FOR TWIN OTTER AND SIMILAR AIRCRAFT.

OUR DRILLING RIG No. 3, SHOWN STANDING AT THE TIME OF THE PICTURE WAS UNDERGOING OVERHAUL.

WE WOULD NOW LIKE TO TURN YOUR ATTENTION TO SOME OF THE TECHNIQUES WHICH WERE DEVELOPED TO SUPPORT OUR DRILLING PROGRAM, STARTING FIRST WITH ONSHORE OPERATIONS.



ESSO'S KIMIK WELL SITE

THIS IS THE SITE OF A WINTER DRILLING LOCATION ON THE TUK PENINSULA. THESE ARE THE LEAST COMPLEX OPERATIONS THAT ESSO HAS BEEN INVOLVED WITH TO DATE. THE MAJOR CHALLENGES THAT NEED TO BE DEALT WITH, ARE (1) TO INSURE THE OVERLAND TRAFFIC DOES NOT CAUSE UNDUE DAMAGE TO THE TUNDRA (THE INSULATING MATT WHICH PREVENTS THAWING OF THE PERMAFROST IN THE SUMMER MONTHS), AND (2) TO PROVIDE FOR THE SAFETY OF ALL PERSONNEL IN THIS QUITE INHOSPITABLE ENVIRONMENT.

THIS PARTICULAR WELL IMP 10E KIMIK D-29 IS LOCATED ABOUT 30 KM (20 MI.) NORTH-EAST OF THE COMMUNITY OF TUKTOYAKTIUK, THUS IT WAS NECESSARY TO ESTABLISH A LONG WINTER OVERLAND TRAIL TO SUPPORT THE RIG MOVE FROM OUR BASE CAMP.

THE ACTUAL DRILLING LOCATION WAS PREPARED BY SIMPLY LEVELING THE FROZEN TUNDRA SURFACE PRIOR TO SETTING UP THE RIG AND ASSOCIATED FACILITIES. A WASTE DRILLING FLUID SUMP

IS EXCAVATED BY BLASTING OF THE PERMAFROST FOR USE DURING THE DRILLING OPERATIONS. THE SUMP IS BACK FILLED AFTER COMPLETION OF THE WELL TO AGAIN BECOME PART OF FROZEN PERMAFROST. THESE LOCATIONS ARE INSPECTED BY BOTH ESSO AND GOVERNMENT REPRESENTATIVES TO ENSURE A SATISFACTORY CLEAN-UP JOB HAS BEEN ACCOMPLISHED.



ESSO'S MAYOGIAK WELL SITE

THE NEXT MOST CHALLENGING OPERATION TO MANAGE IS A WELL WHICH IS DRILLED OVER SPRING BREAK UP AND INTO THE SUMMER SEASON. THIS PHOTO SHOWS A SUMMER DRILLING LOCATION AT MAYOGIAK A SMALL OIL DISCOVERY ON THE TUK PENINSULA ABOUT 10 KM (6 MI.) EAST OF THE COMMUNITY OF TUKTOYAKTIUK.

IN ORDER TO MINIMIZE DAMAGE TO THE TUNDRA, A GRAVEL PAD FROM 1 TO 1.5 M (3 TO 5 FT.) THICK WAS PLACED ON THE TUNDRA FOR THE RIG AND CAMPSITE, WITH A GRAVEL ROAD JOINING THE TWO PADS. THE DRILLING RIG AND CAMP ARE PLACED ON TIMBER PILINGS FROZEN INTO THE PERMAFROST TO FURTHER PROTECT THE TUNDRA. THE GRAVEL IS HAULED AND PILINGS INSTALLED BEFORE SPRING BREAK UP WHEN THE TUNDRA IS STILL FROZEN. FUEL SUPPLIES ARE STORED IN A PLASTIC LINED BERM TO CONTAIN ANY POSSIBLE FUEL SPILLS.



ARCTIC TRANSPORTATION EQUIPMENT

WE HAVE TESTED AND EXPERIMENTED WITH MANY DIFFERENT KINDS OF EQUIPMENT IN THE ARCTIC AND HAVE MADE MODIFICATIONS TO EQUIPMENT DEVELOPED FOR SOUTHERN ENVIRONMENTS, TO ENSURE EFFECTIVE PERFORMANCE IN THE ARCTIC. THE PARTICULAR UNITS SHOWN HERE WERE SELECTED FOR ARCTIC USE BECAUSE OF THE LOW GROUND PRESSURE THEY EXERT TO MINIMIZE DAMAGE AS THEY MOVE FROM SITE TO SITE OVER THE FROZEN TUNDRA. THEY ARE COMMONLY KNOWN AS "DESERT TRUCKS" AND LOCALLY AS "SOWS". ESSENTIALLY, THEY ARE 27 TONNE (30 TON) BED TRUCKS WITH A 6 WHEEL DRIVE AND A TOP SPEED OF 40 KM/HR. (25 MI./HR.). THE TIRES ARE THE DIAMOND STUDDED SAND TYPE AND ARE APPROXIMATELY 1.5 M (5 FT) IN DIAMETER AND 0.75 M (2-1/2 FT) ACROSS. THESE MACHINES WORK EXTREMELY WELL IN DRY SNOW.

THE OTACO SLEIGHS BEING PULLED BY THE TRUCK WERE DESIGNED IN ORILLIA, ONTARIO FOR THE U.S. NAVY FOR USE IN THE ANTARCTIC. THEY HAVE PROVEN EXCEPTIONALLY GOOD IN THE ARCTIC FOR HAULING MANY KINDS OF FREIGHT. THE BEDS FOR THE SLEIGHS ARE SIMILAR TO THOSE ON THE TRUCKS AND ARE BUILT IN EDMONTON. THE SLEIGH HAS A

DESIGN CAPACITY OF 27 TONNES (30 TONS) BUT CAN HANDLE LOADS UP TO 45 TONNES (50 TONS). THE SPECIAL RUNNERS ARE 800 MM (32 IN.) WIDE AND MADE IN A SHALLOW V TO KEEP THE SLEIGH FROM SLIPPING ON ICE.



ARCTIC OVERLAND TRACKED EQUIPMENT

THIS 27 TONNE (30 TON) FOREMOST TRACK VEHICLE SHOWN HERE IS ABLE TO MOVE ACROSS SOFT GROUND AND OVER SNOWDRIFTS DURING WINTER WHERE ROADS DO NOT EXIST. AS WITH THE "SOW", THEIR WIDE TRACKS WERE DESIGNED TO "WALK OVER" THE TERRAIN CAUSING A MINIMUM OF DAMAGE TO THE TUNDRA. THESE UNITS ARE MADE IN CALGARY. ESSO PURCHASED PROTOTYPE MODELS OF THESE UNITS, AND WORKED CLOSELY WITH THE MANUFACTURER IN THE DESIGN, TESTING AND MODIFICATION STAGES OF DEVELOPMENT.

HERE WE SEE A LOADED FOREMOST ON ONE OF THE FROZEN MACKENZIE RIVER CHANNELS PULLING SEVERAL SLEIGHS LOADED WITH LOCAL TIMBER THAT WILL BE USED FOR PILINGS FOR A SUMMER DRILLING LOCATION.

AT THE BACK IS THE "CABOOSE" OR SELF CONTAINED CAMP ON RUNNERS THAT SERVES AS HOME FOR THE DRIVERS ON THE TRAIL OR DURING SEVERE ARCTIC STORMS.



AIR CUSHION VEHICLE

IN THE MID 1970's Esso EXPERIMENTED WITH THE USE OF AIR CUSHION VEHICLES TO PROVIDE LOGISTICAL SUPPORT TO OUR REMOTE OPERATING SITES DURING SPRING BREAK-UP AND FALL FREEZE UP, WHERE BOATS COULD NOT BE USED AND ICE ROADS WERE NOT READY FOR TRAVEL. THIS PARTICULAR CRAFT IS KNOWN AS THE HOVERCRAFT SRNG, IT IS SHOWN MOVING ALONG ONE OF THE MACKENZIE DELTA CHANNELS. THE MACHINE WAS USED BY Esso FOR TRANSPORTING PERSONNEL, LIGHT FREIGHT AND GROCERIES.

UNFORTUNATELY, EXTREMELY HIGH MAINTENANCE COSTS AND A GREAT DEAL OF MECHANICAL DOWNTIME WERE PRIMARY DISADVANTAGES. ALSO BROKEN ICE AND ROUGH TERRAIN CAUSED TEARS IN THE AIR SKIRTS. BECAUSE OF THESE PROBLEMS, HELICOPTERS AND BOATS HAVE REPLACED THIS MACHINE IN Esso's OPERATIONS.



SARPIK ISLAND CONSTRUCTION

AFTER ABOUT 7 YEARS OF EXPLORATORY DRILLING ONSHORE, THE ESSO BEAUFORT EXPLORATION PROGRAM MOVED INTO THE OFFSHORE AREA IN THE EARLY 1970's. WE CHOSE THE ARTIFICIAL ISLAND MODE OF OPERATION FROM THE MANY ALTERNATES AVAILABLE TO US, BECAUSE IT WAS JUDGED TO BE THE SAFEST, CAUSED THE LEAST ENVIRONMENTAL IMPACTS, AND WAS THE MOST COST EFFECTIVE IN WATER DEPTHS OUT TO AT LEAST 25 M (80 FT.). WE HAVE BUILT ISLANDS BOTH DURING THE WINTER AND SUMMER CONSTRUCTION SEASONS. WINTER CONSTRUCTION IS GENERALLY LIMITED TO SHALLOW WATER.

WINTER ISLANDS ARE CONSTRUCTED WITH GRAVEL TRUCKED OVER ICE ROADS FROM ONSHORE BORROW SITES. TECHNOLOGY AND EQUIPMENT DEVELOPED BY ESSO OPERATIONS PERSONNEL HAVE BEEN USED EXTENSIVELY FOR THIS CONSTRUCTION OPTION.

THE SARPIK ARTIFICIAL ISLAND SHOWN HERE WAS LOCATED IN APPROXIMATELY 5 M (16 FT.) OF WATER AND WAS CONSTRUCTED WITH GRAVEL TRUCKED 120 KM (80 MI.) FROM THE YA-YA ESKERS ON RICHARDS

ISLAND. CONSTRUCTION REQUIRED ABOUT 115,000 M³ (150,000 CU/YD.) OF GRAVEL.

THE CONSTRUCTION TECHNIQUE CONSISTS OF REMOVING THE ICE, STARTING AT THE CENTER OF THE PROPOSED ISLAND LOCATION, AS SHOWN IN THE ILLUSTRATION. A LARGE SAW, NOT UNLIKE A HUGE CHAIN SAW MOUNTED ON THE BACK OF A TRACTOR IS USED TO CUT THE ICE BLOCKS. THIS MACHINE IS CALLED A DITCH-WITCH. A TONG ASSEMBLY ON A CRANE THEN REMOVES THE LOOSE ICE BLOCKS. TRUCKS DUMP GRAVEL NEAR THE EDGE OF THE ICE EXCAVATION AND BULLDOZERS PUSH THE GRAVEL INTO THE EXCAVATION. THE 3.6 TONNE (4 TON) ICE BLOCKS ARE LOADED ONTO TRUCKS AND SCATTERED OVER THE NEARBY ICE SURFACE SO AN OVERLOAD, AND IN TURN, ICE SHEET FAILURE DOES NOT OCCUR.

AS THIS ISLAND WAS BEYOND THE ACTIVE TIDAL CRACK, WHERE THE ICE IS NOT FROZEN TO BOTTOM, AN ICE WATCH HAD TO BE KEPT ON THE HAUL ROAD. IN ONE PLACE BAILEY BRIDGING WAS USED TO BREACH A CRACK THAT FLOODED DUE TO THE PRESSURE OF THE HEAVY LOADS.



BEAVER MACKENZIE DREDGE

AS OUR EXPLORATION PROGRAM MOVED INTO DEEPER WATER THE AMOUNT OF SAND FILL MATERIAL REQUIRED TO CONSTRUCT AN ISLAND INCREASED SEVERAL FOLD. FOR THIS REASON IT WAS NECESSARY TO INCREASE OUR DREDGE CAPACITY IN ORDER TO COMPLETE ISLAND CONSTRUCTION DURING THE SHORT OPEN WATER SEASON. THE MOST EFFICIENT SYSTEM FOR THIS PROVED TO BE A LARGE STATIONARY SUCTION DREDGE. SHOWN ON THIS PHOTOGRAPH, IS THE "BEAVER MACKENZIE", WINNING SAND FROM THE SEA FLOOR TO BUILD OUR ARTIFICIAL ISLAND AT ARNAK IN 8 M (28 FT.) OF WATER. THIS DREDGE HAS A MAXIMUM OUTPUT OF 4,000 M³ (5200 CU.YDS) PER HOUR. THE DREDGE IS CONNECTED TO A 700 M LONG (2300 FT) 96 CM (36 IN) FLOATING PIPELINE WHICH TRANSPORTS THE SLURRY FROM THE DREDGE TO THE ISLAND SITE. THE PIPELINE IS MADE OF ALTERNATE RUBBER AND STEEL SECTIONS WHICH ALLOWS IT TO BEND IN RESPONSE TO WAVES AND CURRENTS. HEAVY STYROFOAM FILLED COLLARS PROVIDE FLOATATION FOR THE LINE.

THE ARNAK ISLAND WHICH REQUIRED 750,000 M³ OF SAND WAS CONSTRUCTED IN LESS THAN 30 DAYS USING THIS SYSTEM.



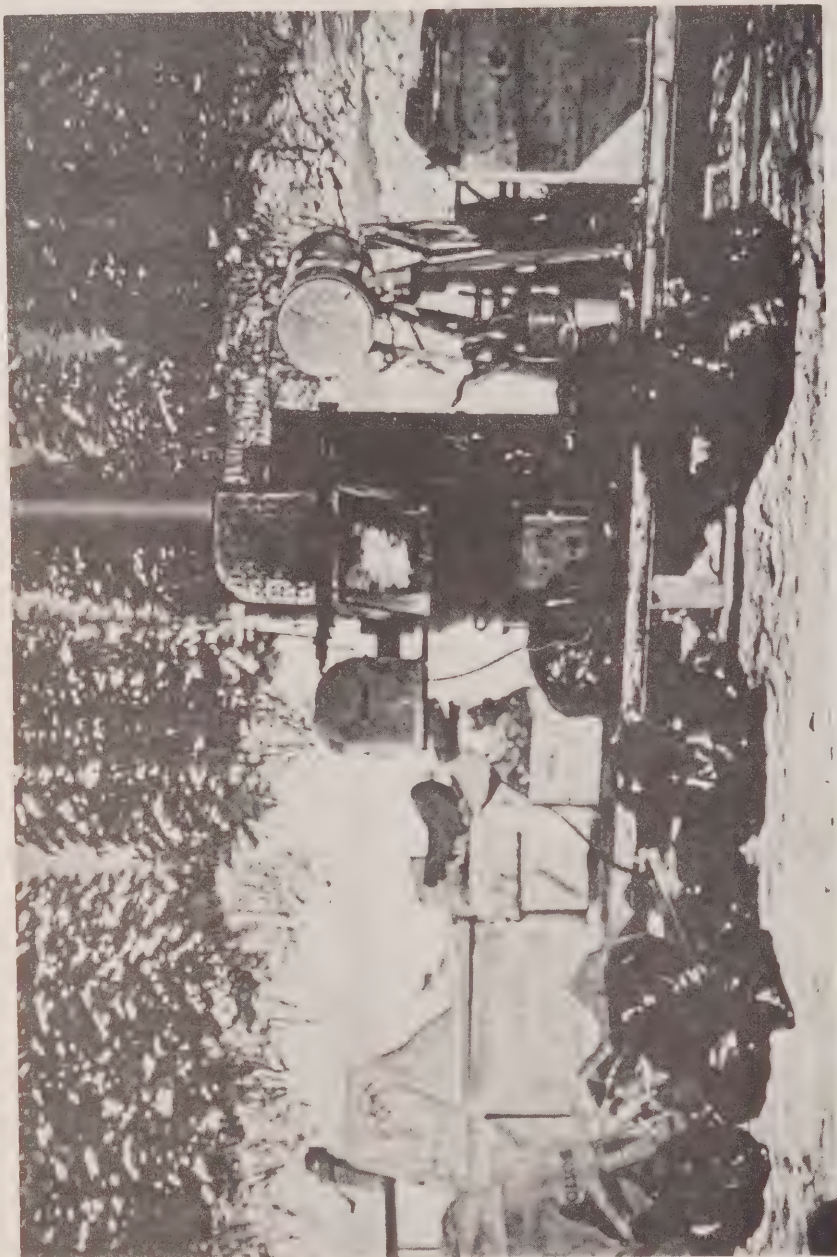
ISSUNGNAK ISLAND

THE ISSUNGNAK ARTIFICIAL ISLAND SHOWN HERE IS THE LARGEST ISLAND OF THE 18 WE HAVE BUILT TO DATE. IT IS LOCATED IN 19 M (62 FT.) OF WATER AND REQUIRED 5.1 MILLION M³ (6.7 MILLION CU.-YDS.) OF SAND TO BUILD.

THE WORKING SURFACE OF THE ISLAND IS 140 M (460 FT.) IN DIAMETER, AND STANDS 6 M (20 FT.) ABOVE SEA LEVEL. A SACRIFICIAL BEACH AND 14,000 LARGE SANDBAGS PLACED AROUND THE PERIMETER OF THE ISLAND PROVIDE PROTECTION FROM WAVE EROSION.

BECAUSE OF WINTER ICE, ISLAND DREDGING CONSTRUCTION OPERATIONS ARE LIMITED TO THE RELATIVELY SHORT 80 DAY OPEN WATER SUMMER SEASON. ISSUNGNAK CONSTRUCTION STARTED IN 1978 AND WAS COMPLETED THE FOLLOWING SUMMER. A RIG WAS MOVED ON IN DECEMBER AND THE DISCOVERY WELL WAS COMPLETED IN LATE JUNE 1980. THE ISLAND WAS MAINTAINED THROUGH THE SUMMER OF 1980, IN ORDER TO DRILL A SECOND WELL REQUIRED TO FURTHER EVALUATE THE DISCOVERY. THE SECOND WELL WAS COMPLETED IN THE SPRING OF 1981.

FURTHER EVALUATION OF THIS DISCOVERY IS INCLUDED IN OUR OPERATING PLANS.



ENVIRONMENTAL CLEAN UP

ALTHOUGH IT MAY SEEM INSIGNIFICANT, ANOTHER ARCTIC OPERATIONS PROBLEM RELATES TO THE EFFICIENT DISPOSAL OF GARBAGE AND WASTE TO PROPERLY MANAGE THE IMPACT OF OUR OPERATIONS ON THE ENVIRONMENT.

BEFORE 1971 SEISMIC CREWS HAD BEEN LEAVING CAMP GARBAGE ON THE TUNDRA WHICH WAS HIDDEN BY SNOW IN WINTER BUT BECAME VERY OBVIOUS WHEN SCATTERED OR WINDBLOWN OVER THE TUNDRA IN SUMMER. IN THE SUMMER OF 1971 AN EXTENSIVE CLEAN-UP OPERATION WAS INITIATED AND CLEANUP CREWS HAULED AWAY, BURNED OR BURIED VIRTUALLY ALL WASTE FROM THE TUNDRA THAT COULD BE LOCATED BY MAPS OR OBSERVED FROM HELICOPTERS.

THREE PROTOTYPE, OIL FIRED, SLED MOUNTED BURNERS WERE DESIGNED AND BARGED TO THE NORTH TO SOLVE THE GARBAGE DISPOSAL PROBLEM ON SEISMIC OPERATIONS. PAPER, CARDBOARD, WASTE LUMBER AND KITCHEN WASTE COULD BE EFFICIENTLY BURNED IN THESE INCINERATORS. THE ASH FROM THE INCINERATORS WAS EMPTIED INTO A

300 MM (12 IN.) DIAMETER HOLE, DRILLED 4.5 M (15 FT.) INTO THE PERMAFROST. THESE HOLES ARE BACK FILLED WHEN OPERATIONS ARE COMPLETED. LARGE METAL WASTE SUCH AS DRILLING BITS AND OTHER NON-COMBUSTIBLES ARE HAULED TO APPROVED DISPOSAL SITES.

DRILLING CAMPS AND BASE CAMPS SOON ADOPTED THE BURNERS, AND THIS METHOD OF DISPOSAL BECAME MANDATORY FOR NORTHERN OPERATIONS.

AS YOU MAY HAVE OBSERVED, A NUMBER OF THE INNOVATIVE TECHNIQUES JUST DESCRIBED AND USED BY ESSO IN ARCTIC ONSHORE OPERATIONS WERE DESIGNED TO REDUCE OR ELIMINATE TERRESTRIAL DAMAGE TO THE ENVIRONMENT. ANOTHER IMPORTANT COMPONENT OF THE ENVIRONMENT IS, OF COURSE, THE WILDLIFE.

ESSO RESOURCES CANADA LIMITED

MACKENZIE DELTA - BEAUFORT SEA

MARINE BIOLOGY STUDIES

- **WHITE WHALE MONITORING AND RESEARCH**
- **BOWHEAD WHALE RESEARCH**
- **SEAL RESEARCH**
- **POLAR BEAR DETECTION AND DETERRENCE**
- **SEABIRD SURVEY**
- **DREDGING RESEARCH**
- **OCEANOGRAPHY**
- **ANNOTATED BIBLIOGRAPHY**

MARINE BIOLOGY STUDIES

FROM THE OUTSET OF EXPLORATION IN THE MACKENZIE RIVER ESTUARY AND BEAUFORT SEA, THERE HAS BEEN CONCERN ABOUT POSSIBLE ADVERSE EFFECTS ON WHALES, POLAR BEARS, SEABIRDS, FISH AND OTHER MARINE RESOURCES. IN RECOGNITION OF THIS CONCERN, ESSO HAS CONDUCTED NUMEROUS CHEMICAL, PHYSICAL AND BIOLOGICAL RESEARCH AND MONITORING STUDIES. THESE STUDIES WERE RELATED TO THE IMPACTS OF ISLAND CONSTRUCTION, DRILLING, SUPPORT TRAFFIC, AND OTHER OPERATIONS ON THE FLORA AND FAUNA. THE STUDIES PROVIDE THE BASIS FOR IMPACT ASSESSMENT AND SERVE TO IDENTIFY ANY SIGNIFICANT IMPACT FROM OPERATIONS. MOST OF THE STUDIES WERE CONDUCTED IN COOPERATION WITH CANADIAN GOVERNMENT SCIENTISTS, AND OTHER BEAUFORT OPERATORS. ENVIRONMENTAL CONSULTANTS WERE ENGAGED TO DO MOST OF THE FIELD WORK.

WE WOULD LIKE TO TAKE A FEW MINUTES TO DESCRIBE JUST A FEW OF THESE ACTIVITIES.

ESSO RECOGNIZES THAT THE HARVEST OF WHITE WHALES BY INUIT IN THE MACKENZIE ESTUARY IS IMPORTANT TO THEM FOR CULTURAL, SOCIAL AND

NUTRITIONAL REASONS. FOR THE PAST 10 CONSECUTIVE YEARS ESSO HAS CONDUCTED WHALE MONITORING SURVEYS. THE BASIC OBJECTIVE HAS BEEN TO PREVENT OFFSHORE EXPLORATION FROM HAVING ANY SIGNIFICANT ADVERSE EFFECTS ON THE WHITE WHALE AND THUS ON THE INUIT WHALE HUNTING. ESSO HAS USED THE INFORMATION PROVIDED BY THESE STUDIES TO PLAN ITS KEY ACTIVITIES, SUCH AS BARGE TRAFFIC, TO AVOID IMPACTS ON WHALING. THE MAIN CONCLUSION OF THE ANNUAL REPORTS PREPARED BY OUR ENVIRONMENTAL CONSULTANTS IS THAT ESSO'S OPERATIONS HAVE HAD NO SERIOUS IMPACT ON THE WHITE WHALE OR THE WHALE HUNTERS AND THAT THE HERD IS IN GOOD CONDITION. WE BELIEVE ESSO'S WILLINGNESS TO AVOID SENSITIVE AREAS AND TO MAKE CERTAIN OPERATIONAL ADJUSTMENTS PROBABLY HAS BEEN OF SIGNIFICANT VALUE IN PREVENTING ANY SERIOUS ADVERSE EFFECTS. OUR STUDIES HAVE ALSO INCREASED OUR KNOWLEDGE OF THE NUMBERS AND HABITS OF THE WHITE WHALE TO A SUBSTANTIAL DEGREE. ESSO HAS, ON NUMEROUS OCCASIONS, REVIEWED THE RESULTS OF THESE STUDIES WITH THE LOCAL COMMUNITIES AND VARIOUS ENVIRONMENTAL AGENCIES AND ORGANIZATIONS.



BEAUFORT MARINE LIFE

IN ADDITION TO WHITE WHALES, PRIORITY RESEARCH EFFORTS HAVE BEEN EXPENDED ON OTHER KEY SPECIES SUCH AS BOWHEAD WHALES, SEALS, POLAR BEAR, SEABIRDS, AND FISH. THE OBJECTIVE IS TO UNDERSTAND THE NUMBERS, DISTRIBUTION, AND VULNERABILITY OF EACH GROUP TO OFFSHORE EXPLORATION ACTIVITIES.

A STUDY ENTITLED "THE BIOLOGICAL RESOURCES OF THE SOUTHERN BEAUFORT SEA, AMUNDSEN GULF, NORTHERN MACKENZIE DELTA AND ADJACENT COASTAL AREAS - AN ANNOTATED BIBLIOGRAPHY" WAS RECENTLY PREPARED BY ESSO WITH SUPPORT FROM GULF, DOME, SHELL AND PETROCANADA. THIS DOCUMENT PROVIDES A COMPLETE SOURCE OF PUBLISHED AND UNPUBLISHED INFORMATION WHICH WILL AID IN THE TASK OF IMPACT ASSESSMENT RELATIVE TO OFFSHORE OIL AND GAS DEVELOPMENT IN THE CANADIAN BEAUFORT SEA. WE ARE ALL AWARE THAT IF DEVELOPMENT IS NOT PROPERLY MANAGED, DIRECT IMPACTS ON WILDLIFE WILL HAVE INDIRECT SOCIO-ECONOMIC AND LIFE STYLE IMPACTS ON THE HUNTERS AND TRAPPERS AND THEIR FAMILIES. OF COURSE,

WE SHOULD RECOGNIZE THAT IN ADDITION TO THE POTENTIAL FOR SOME ADVERSE IMPACT THERE ARE MANY OTHER BENEFICIAL SOCIAL AND ECONOMIC IMPACTS RELATED TO INDUSTRY OPERATIONS IN THE BEAUFORT. BECAUSE OF THE IMPORTANCE OF THESE IMPACTS ESSO HAS COMMITTED TO PRO-ACTIVE AND RESPONSIVE POLICIES AND SUPPORTING ACTION PLANS IN THE SOCIO-ECONOMIC AREA TO COMPLEMENT OUR PHYSICAL CONSTRUCTION AND DRILLING PROGRAMS.

ESSO SOCIO-ECONOMIC POLICIES

- **MAXIMIZE NORTHERN PARTICIPATION**
 - EMPLOYMENT
 - BUSINESS OPPORTUNITIES
- **PROVIDE COMMUNITY BENEFITS**
- **EFFICIENT DEVELOPMENT PLANNING**
 - ENVIRONMENTAL
 - SOCIO-ECONOMIC
 - REDUCE / MITIGATE ADVERSE IMPACTS
 - MAXIMIZE NORTHERN BENEFITS

ESSO'S SOCIO ECONOMIC POLICIES

OUR UNDERLYING PRINCIPLE RELATIVE TO MANAGING THE SOCIO-ECONOMIC ASPECT OF OUR OPERATIONS IS TO PROVIDE MAXIMUM OPPORTUNITY FOR THE NORTHERN COMMUNITIES TO PARTICIPATE IN OUR OPERATIONS FROM BOTH EMPLOYMENT AND BUSINESS STANDPOINTS. WHERE POSSIBLE WE PROVIDE OPPORTUNITIES FOR COMMUNITIES TO BENEFIT FROM OIL AND GAS EXPLORATION AND DEVELOPMENT, AS RELATED TO IMPROVEMENT IN THE INFRASTRUCTURE. WE TAKE ALL REASONABLE ACTION TO PROVIDE EFFICIENT OPERATING PLANS RELATED TO ENVIRONMENTAL AND SOCIOECONOMIC CONCERNS TO REDUCE OR MITIGATE ADVERSE IMPACTS AND TO MAXIMIZE NORTHERN BENEFITS.

IN ORDER TO DEMONSTRATE THAT OUR WESTERN ARCTIC OPERATING POLICIES ARE WORKING WE HAVE PREPARED A CHART OF ESSO'S EMPLOYMENT AND EXPENDITURE RECORDS FROM 1975 THROUGH 1981.

ESSO RESOURCES CANADA LIMITED SOCIO-ECONOMIC BENEFITS - N.W.T.

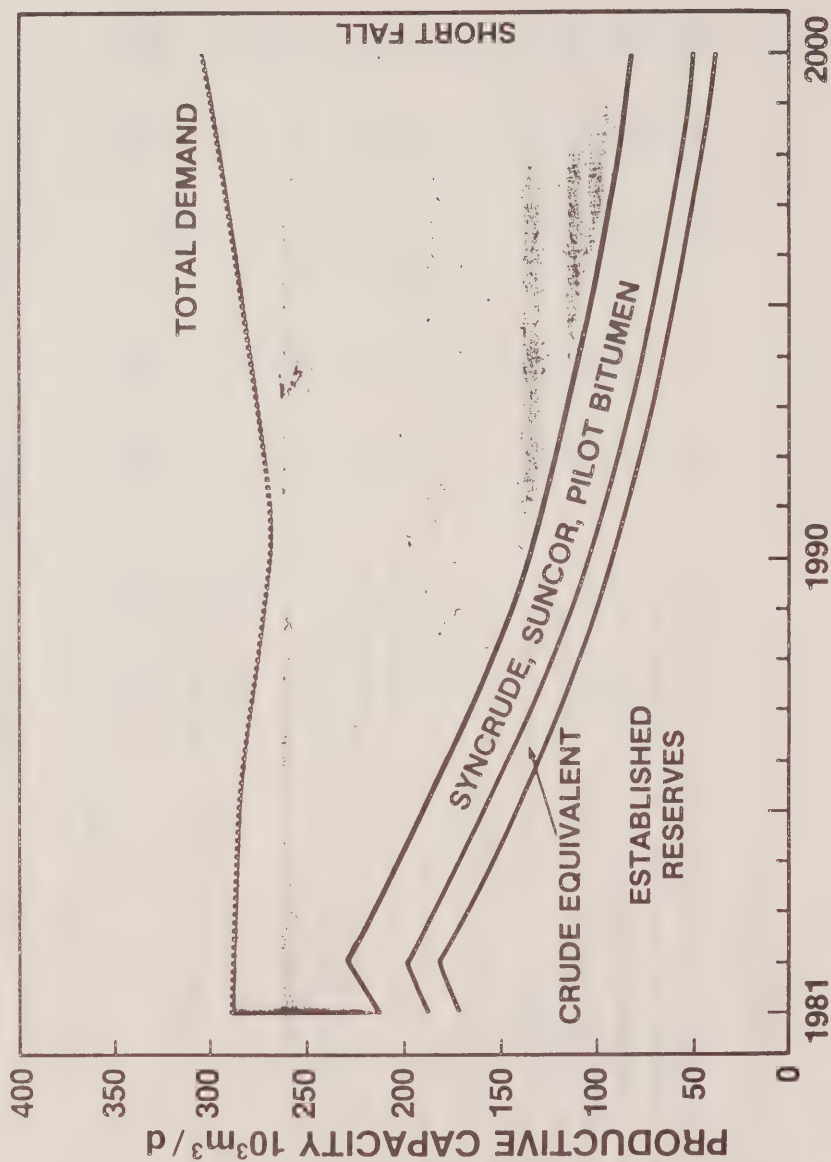
| EMPLOYMENT LEVEL | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1980 | 1981 |
|--------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|
| BEAUFORT | 102 | 106 | 84 | 59 | 63 | 81 | 77 |
| NORMAN WELLS | 18 | 20 | 20 | 22 | 33 | 65 | 76 |
| BAFFIN ISLAND | - | - | - | - | 41 | - | - |
| TOTAL | 120 | 126 | 104 | 81 | 137 | 146 | 153 |
| EXPENDITURES (\$ MILLIONS) | | | | | | | |
| PAYROLL | 1.7 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.5 | 3.5 | 4.1 |
| LOCAL SERVICES | 3.9 | 7.1 | 4.1 | 5.5 | 5.8 | 4.7 | 6.4 |
| LOCAL PURCHASE | 1.7 | 2.7 | 2.3 | 2.6 | 3.7 | 4.9 | 8.0 |
| TOTAL LOCAL EXPENDITURE ^c | 7.3 | 11.8 | 8.4 | 10.1 | 12.0 | 13.1 | 18.5 |

ESSO'S SOCIO-ECONOMIC BENEFITS DATA

WE BELIEVE THAT THIS DATA DEMONSTRATES THAT Esso Resources HAS MADE AND IS CONTINUING TO MAKE SIGNIFICANT CONTRIBUTIONS TO NORTHERN COMMUNITIES THROUGH OUR PROGRAMS. IT IS IMPORTANT TO POINT OUT IN THE 1975-1977 PERIOD PRIOR TO THE "BERGER" REPORT WE HAD 5 OR 6 RIGS OPERATING IN THE BEAUFORT. SINCE THAT DATE WE HAVE BEEN OPERATING ONLY 1 OR 2 RIGS. EVEN SO OUR EMPLOYMENT AND LOCAL EXPENDITURE HAS REMAIN FAIRLY STABLE OR HAS BEEN INCREASING. WE HAVE PURCHASED GOODS AND SERVICES FROM 71 NORTHERN BUSINESSES ON A REGULAR BASIS SINCE 1977.

WE WOULD LIKE TO REVIEW ESSO'S FORECAST OF CANADA'S CRUDE OIL SUPPLY/DEMAND OUTLOOK AND OUR ASSESSMENT OF THE RESOURCE POTENTIAL OF THE BEAUFORT AND THE PART IT CAN PLAY IN CANADA'S FUTURE SUPPLY REQUIREMENTS. WE WILL ALSO PROVIDE A FEW COMMENTS ON ESSO'S EXPLORATION PLANS FOR THE BEAUFORT.

CRUDE OIL SUPPLY AND DEMAND TOTAL CANADA



CANADA'S CRUDE OIL SUPPLY/DEMAND OUTLOOK

THIS CHART SHOWS HOW PRODUCTION FROM ESTABLISHED CONVENTIONAL RESERVES AND EXISTING SYNTHETIC PRODUCTION IS FORECAST TO DECLINE OVER THE NEXT 20 YEARS. WE EXPECT THE CURRENT LEVEL OF 230000 M³/D (1.45 MILLION BOPD) SUPPLIED FROM THESE SOURCES WILL DROP TO ABOUT 80000 M³/D (750 MILLION BOPD) BY THE YEAR 2000.

THE TOTAL CANADIAN DEMAND IS ANTICIPATED TO HOLD FAIRLY CONSTANT OVER THE SAME TIME FRAME, AT ABOUT 300,000 M³/D (1.9 MILLION BOPD) AS FORECAST BY THE NATIONAL ENERGY BOARD IN THEIR LATEST REPORT. (MIDDLE DEMAND SCENARIO)

ESSO BELIEVES THE GROWING DEPENDENCE ON IMPORTED OIL TO MEET THE INCREASING SUPPLY SHORTFALL CAN ONLY BE ELIMINATED BY DEVELOPMENT OF ALL OF THE NEW POTENTIAL ENERGY SUPPLIES AVAILABLE TO THE COUNTRY. THE MAJOR NEW SUPPLY OPPORTUNITIES INCLUDE ADDITIONAL SYNTHETIC PLANTS, AND NEW DISCOVERIES IN THE BEAUFORT, EAST COAST AND ARCTIC ISLANDS.

HOWEVER, WE BELIEVE IT IS IMPORTANT TO CONSIDER THAT THE FULL POTENTIAL PROJECTED FROM EACH OF THESE SOURCES MAY NOT BE REALIZED OR MAY BE DELAYED DUE TO FACTORS SUCH AS REMOTENESS OF THE SOURCES, THE NEED FOR TRANSPORTATION SYSTEMS, THE NEED AND LEAD TIME REQUIREMENTS TO RESOLVE JURISDICTIONAL, REGULATORY AND ENVIRONMENTAL MATTERS, ETC. WE IN ESSO BELIEVE THERE IS A GOOD POTENTIAL FOR AT LEAST 1/3 OF THE CANADIAN ENERGY SHORTFALL TO COME FROM THE BEAUFORT.

GEOLOGICAL ASSESSMENT

OIL POTENTIAL

(BILLIONS OF CUBIC METRES)

| | |
|---------------------------------|------------|
| BEAUFORT | 1.0 |
| EAST COAST | 2.0 |
| ARCTIC ISLANDS | 0.8 |
| SOUTHERN BASIN | |
| • REMAINING DISCOVERED | 0.9 |
| • UNDISCOVERED POTENTIAL | 0.4 |

GEOLOGICAL RESOURCE ASSESSMENT

Esso's current assessment of the Beaufort Area's ultimate oil potential is 1.0 billion m³ (6.3 billion bbls). We estimate 60% of these reserves could be discovered by the year 2000. Our assessment compares favourably with that of the geological survey of Canada average estimated potential for the Beaufort of 1.5 billion m³ (9.4 billion bbls) which was published in 1980.

It is important to recognize that the reserves potential of the Beaufort is confined to a relative small area and thus can be explored and developed readily. Development technology will be similar for the entire area and is essentially in place. The East Coast potential is scattered over a very large area running from the Scotian shelf to the Davis Strait and in water depths ranging from about 30 to 3000m (100 ft to 10,000 ft.). Thus the exploration and development of this area will likely be quite slow and difficult and will require substantial new technology development, particularly in Davis Strait and

Labrador where sea ice is present in winter months and in the very deep water areas.

Total remaining proven reserves in the Southern Basin are estimated at 0.95 billion m³ (6 billion bbls) and remaining undiscovered reserves for the Southern Basin are estimated at 0.4 billion m³ (2.5 billion bbls). Much of the undiscovered potential in the Southern Basin will likely be in very small accumulations and thus will take considerable time to find.

For these reasons, we believe it is very likely that Beaufort reserves will play an important role in Canada's ability to meet its goal of oil self sufficiency in the 1990's. Accordingly we would like proceed to provide you with a little more detail on the location of our permit acreage, the status of Beaufort discoveries and our continued exploration drilling plans.

BEAUFORT

35-182



ESSO'S BEAUFORT ACREAGE HOLDINGS

ESSO ACQUIRED THE EXPLORATION RIGHTS TO SOME 3.9 MILLION HA. (9.7 MILLION ACRES) IN 1964 AND CURRENTLY HOLD 2.3 MILLION HA. (5.8 MILLION ACRES). APPROXIMATELY 50% OF THESE HOLDINGS ARE ONSHORE AND 50% OFFSHORE. MOST OF OUR OFFSHORE HOLDINGS ARE WITHIN THE 18 M (60 FT.) WATER DEPTH CONTOUR. THUS THEY ARE EASILY ACCESSIBLE WITH CURRENT TECHNOLOGY.

BEAUFORT AREA

- * GAS DISCOVERIES
- OIL DISCOVERIES



BEAUFORT AREA DISCOVERIES

THIS CHART SHOWS THE LOCATION OF THE SIGNIFICANT OIL AND GAS DISCOVERIES MADE TO DATE IN THE BEAUFORT/MACKENZIE DELTA AREA.

UP TO THIS TIME WE ESTIMATE ABOUT 50 MILLION M³ (280 MILLION BBLs) OF OIL RESERVES HAVE BEEN DISCOVERED BY INDUSTRY. THIS ESTIMATE EXCLUDES DISCOVERIES SEAWARD FROM OUR ISSUNGNAK DISCOVERY IN 18 M (60 FT.) OF WATER. ABOUT HALF OF THESE OIL RESERVES HAVE BEEN DISCOVERED BY ESSO MOSTLY IN THE ONSHORE OR NEAR SHORE AREA.

SEAWARD OF ESSO'S LEASES, DOME ET AL HAVE ADDITIONAL DISCOVERIES AT KOPANOAR, TARSUIT AND KOAKOAK, HOWEVER, ESSO HAS NO FACTUAL DATA FROM WHICH TO ESTIMATE THE SIZE OF THESE DISCOVERIES.

WE BELIEVE THE ONSHORE AND NEAR SHORE DISCOVERED RESERVES ARE SUFFICIENT TO SUPPORT A MODEST SIZED OIL DEVELOPMENT AND THUS COULD PROVIDE THE BASIS FOR THE SMALL SCALE, FIRST PHASE OF DEVELOPMENT WHICH WE WILL DESCRIBE LATER IN THE PRESENTATION.

PROPOSED BEAUFORT DRILLING PROGRAM

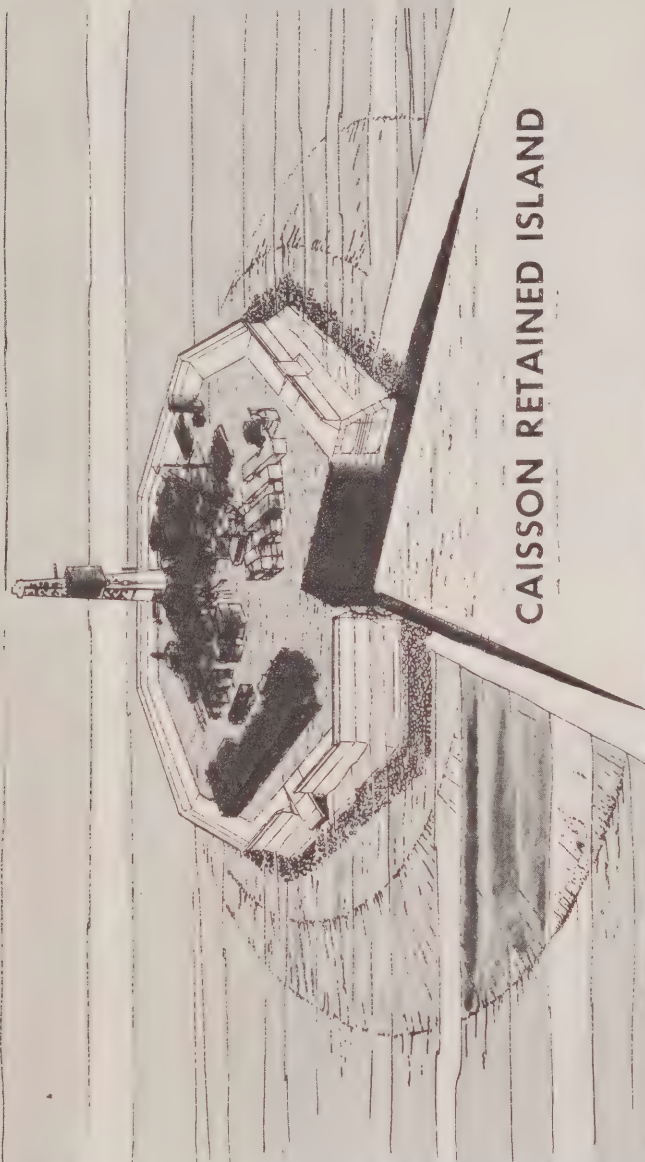
| | 82 | 83 | 84 | 85 | 86 |
|-------------|----|----|----|----|----|
| EXPLORATION | | | | | |
| OFFSHORE | — | — | — | — | — |
| ONSHORE | | | — | — | — |
| DELINEATION | | | | | |
| OFFSHORE | | — | — | | |
| ONSHORE | | — | — | — | |

BEAUFORT EXPLORATION PROGRAM

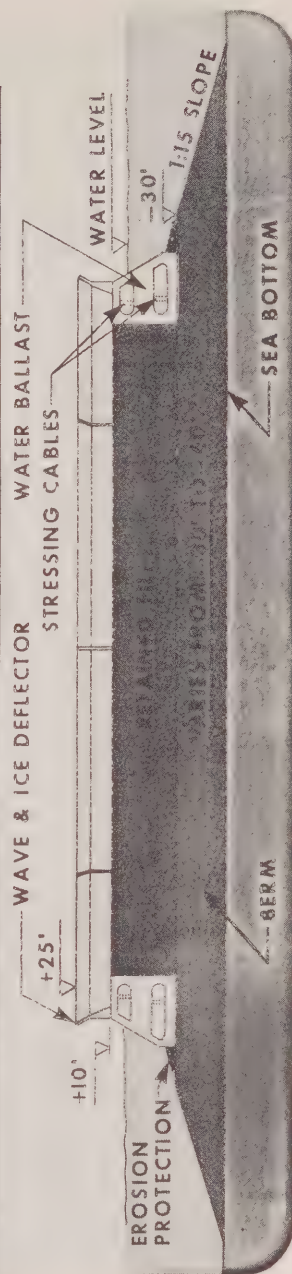
THIS CHART DISPLAYS ESSO'S CURRENT OUTLOOK FOR EXPLORATION AND DELINEATION DRILLING OVER THE NEXT 5 YEARS. THE EXACT LEVEL OF ACTIVITY WILL DEPEND UPON MANY FACTORS INCLUDING THE TERMS OF NEW EXPLORATION AGREEMENTS. WE ARE CURRENTLY DISCUSSING THESE MATTERS WITH THE CANADIAN OIL AND GAS LANDS ADMINISTRATION ((06LA)).

WE SEE AN ACTIVE OFFSHORE PROGRAM CONTINUING THROUGH 1986, PLUS ADDITIONAL ONSHORE EXPLORATION DRILLING COMMENCING IN 1984. DELINEATION OF EXISTING DISCOVERIES AT ADGO AND ATKINSON WOULD BEGIN IN 1983. OFFSHORE DELINEATION AT ISSUNGNAK IS ALSO PLANNED FOR 1983.

THUS OVER THE NEXT 3 TO 5 YEARS WE WILL HAVE OBTAINED A MUCH IMPROVED ASSESSMENT OF ESSO'S POTENTIAL RESERVE LEVEL AND WILL BE IN A GOOD POSITION TO PLAN FOR THE DEVELOPMENT OF THESE RESOURCES.



CAISSON RETAINED ISLAND



CAISSON RETAINED ISLAND

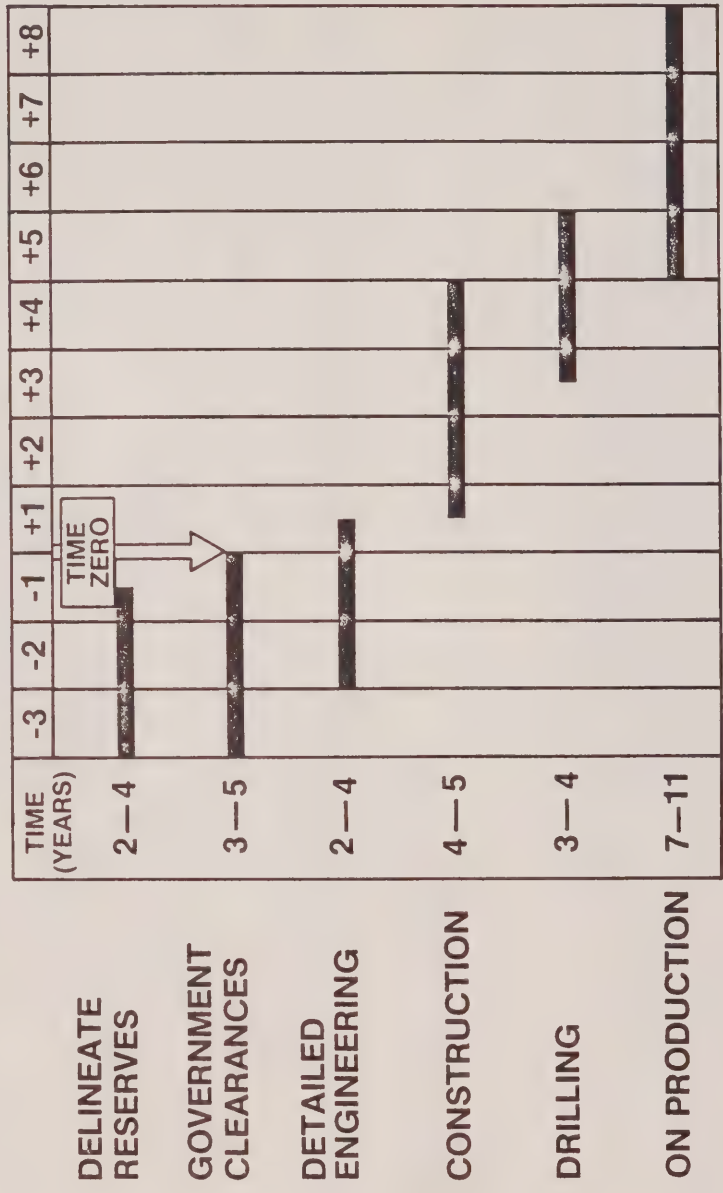
TO SUPPORT THE PROPOSED EXPLORATION PROGRAM JUST DESCRIBED ESSO HAS DESIGNED A SPECIAL CAISSON RETAINED ISLAND CONCEPT FOR USE IN AREAS WHERE SAND FILL MATERIAL IS NOT AVAILABLE AT THE ISLAND SITE AND MUST BE HAULED AT SUBSTANTIALLY INCREASED COST.

THE RING SHAPED CAISSON IS MADE UP OF EIGHT SECTIONS, WHICH ARE BALLASTED DOWN TO SIT ON A PREVIOUSLY PREPARED SUBSEA BERM AT AN ELEVATION OF ABOUT MINUS 9 M (30 FT.) MEAN SEA LEVEL. THE OPEN CENTRE CORE IS THEN FILLED WITH SAND. IT CAN BE READILY REFLOATED TO MOVE FROM LOCATION TO LOCATION BY RELEASING THE HOOP TENSION WHICH IS MAINTAINED BY A SERIES OF CABLES PLACED AROUND THE CIRCUMFERENCE OF THE STRUCTURE AND REMOVING ONE OR MORE PINS IN THE INTERLOCKING CAISSON JOINTS. THE MAJOR ADVANTAGE OF THE CAISSON SYSTEM IS THAT IT ONLY REQUIRES ABOUT 25% OF THE VOLUME OF CONSTRUCTION SAND THAT A CONVENTIONAL DREDGED ISLAND WOULD REQUIRE. AGAIN, WE BELIEVE IT IS APPROPRIATE TO POINT OUT THAT THIS IS CANADIAN TECHNOLOGY.

A SIMILAR CAISSON COULD BE USED FOR A PERMANENT DEVELOPMENT DRILLING PLATFORM AND ASSOCIATED PRODUCTION OPERATIONS. SUCH A CAISSON WOULD BE MUCH LESS SOPHISTICATED THAN THE ONE SHOWN HERE, BECAUSE ONCE ON SITE IT WOULD BE LEFT IN PLACE FOR 20 OR MORE YEARS. THE CAPABILITY TO DISCONNECT AND REFLOAT THE STRUCTURE TO MOVE IT FROM LOCATION TO LOCATION WOULD NOT BE REQUIRED.

AS MENTIONED EARLIER, THE DEVELOPMENT OF OFFSHORE EXPLORATION DRILLING TECHNOLOGY AND ESSO'S EXPERIENCE OVER THE YEARS HAS PAVED THE WAY FOR THE CONSTRUCTION OF PRODUCTION PLATFORMS WHICH CAN ULTIMATELY BE USED TO DEVELOP RESERVES IN THE OFFSHORE BEAUFORT.

MAJOR BEAUFORT DEVELOPMENT SCHEDULE



BEAUFORT DEVELOPMENT SCHEDULE

I WOULD LIKE NOW TO TURN YOUR ATTENTION TO OUR VIEW ON THE TIME FRAME REQUIRED TO BRING MAJOR PRODUCTION ON STREAM FROM THE BEAUFORT. THE MAJOR CHALLENGES ARE TO MANAGE THE LONG LEAD TIMES INVOLVED AND TO PROVIDE OPPORTUNITY FOR THE MANY STAKEHOLDERS INVOLVED TO EFFECTIVELY PARTICIPATE IN THE GOVERNMENT CLEARANCE AND APPROVAL PROCESS, IN THE IMPLEMENTATION OF THE APPROVALS AND IN THE EXECUTION OF THE DEVELOPMENT PROGRAM.

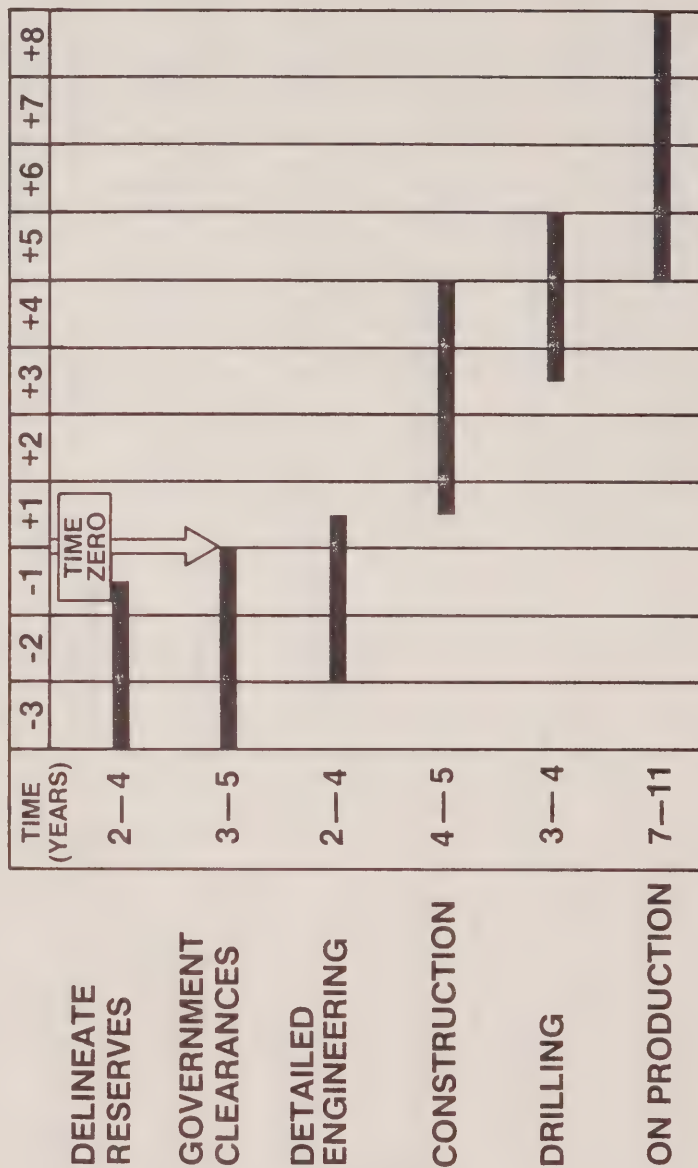
THE SIGNIFICANCE OF THE "TIME ZERO" SHOWN ON THE CHART IS THAT INDUSTRY WILL NOT LIKELY PROCEED WITH ANY LARGE INVESTMENTS UNTIL, THERE IS GOOD ASSURANCE THAT WE WILL RECEIVE APPROVALS. THE MAJOR VARIABLE IN THIS SCHEDULE IS THE TIME REQUIRED TO OBTAIN GOVERNMENT CLEARANCE FOR RESOURCE DEVELOPMENT. ON THIS CHART WE HAVE SHOWN THE TIME "0" AS THE DATE THAT OPERATORS RECEIVE "APPROVAL TO PROCEED" WITH DEVELOPMENT AS BEING 3 YEARS FROM TODAY. WE ARE CONFIDENT THAT THE SCHEDULE TO THE RIGHT OF THE TIME ZERO POINT CAN BE ACHIEVED.

WE ALSO BELIEVE THAT 3 YEARS IS ADEQUATE TIME TO RESOLVE ALL ISSUES STILL OUTSTANDING SO THAT AN "APPROVAL TO PROCEED" CAN BE GIVEN. HOWEVER THIS MAY TAKE ADDITIONAL TIME BECAUSE THERE ARE MANY STAKEHOLDERS INVOLVED.

UNDER THE MOST OPTIMISTIC ASSUMPTIONS, WE BELIEVE IT WILL BE AT LEAST 7 YEARS FROM TODAY BEFORE WE WILL SEE MAJOR PRODUCTION COMING TO MARKET FROM THE BEAUFORT. IN ORDER TO ACHIEVE THIS EARLY "ON PRODUCTION" DATE IT WOULD BE NECESSARY TO ACHIEVE THE FOLLOWING KEY MILESTONES.

- A CLEAR SIGNAL FROM GOVERNMENT IN SUPPORT OF DEVELOPMENT IF ACCEPTABLE IMPACT CONTROLS CAN BE IMPLEMENTED IN THE VERY NEAR TERM.
- THE GOVERNMENT APPROVAL PROCESS WOULD NEED TO BE CONCLUDED IN YEARS. (TIME → 3 TO 0) INCLUDING EARP, DIAND, COGLA AND NEB AND OTHERS.

MAJOR BEAUFORT DEVELOPMENT SCHEDULE



- DETAILED DEVELOPMENT PLANS WOULD NEED TO BE COMPLETE BY YEAR + 1.
- INITIAL CONSTRUCTION OF PRODUCTION FACILITIES AND ISLAND CONSTRUCTION WILL NEED TO COMMENCE IN YEAR + 1.
- PIPELINE OR TANKER AND TANKER TERMINAL CONSTRUCTION WILL NEED TO OCCUR OVER A 3-1/2 YEAR PERIOD COMMENCING IN YEAR + 1.
- DRILLING AND FACILITY CONSTRUCTION WILL NEED TO BE COMPLETED BY YEAR + 4.

BEAUFORT SEA - MACKENZIE DELTA
DEVELOPMENT PLAN
TRANSPORTATION ALTERNATIVES



TRANSPORTATION ALTERNATIVES

EQUALLY IMPORTANT TO FIELD DEVELOPMENT ACTIVITIES IS THE CONSTRUCTION OF A TRANSPORTATION SYSTEM TO MOVE OIL FROM THE BEAUFORT TO SOUTHERN MARKETS.

THE TWO MAIN TRANSPORTATION ALTERNATIVES ARE PIPELINES AND TANKERS. IN COMPARING THESE ALTERNATIVES IT IS IMPORTANT TO LOOK AT THE TOTAL TRANSPORTATION SYSTEM TO GET OIL TO THE PROSPECTIVE MARKET PLACE. FOR OUR ANALYSIS WE HAVE CHOSEN THE MONTREAL/TORONTO AREA AS BEING THE MOST LIKELY MARKET.

OIL CAN BE TRANSPORTED BY TANKER AROUND THE EAST COAST TO POINT TUPPER AND A PIPELINE BUILT TO MONTREAL. ALTERNATIVELY, A SHUTTLE TANKER SYSTEM COULD TAKE THE CRUDE FROM POINT TUPPER TO PORTLAND, MAINE, AND TIE INTO THE EXISTING PIPELINE TO MONTREAL. AT THE PRESENT TIME PORTLAND DOES NOT HAVE A DEEP WATER TERMINAL, HENCE THE NEED FOR SHUTTLE TANKERS.

THE PIPELINE ALTERNATIVE WOULD LIKELY FOLLOW THE MACKENZIE VALLEY TO NORTHERN ALBERTA AND TIE INTO THE RAINBOW PIPELINE SYSTEM TO

EDMONTON WHERE IT WOULD ENTER THE INTERPROVINCIAL SYSTEM AND BE MOVED TO TORONTO OR MONTREAL.

TRANSPORTATION SYSTEMS

PIPELINES

ADVANTAGES

- DEVELOPED TECHNOLOGY
- COST ADVANTAGE
- PASSIVE SYSTEM
- PROVIDES NORTHERN REVENUE (LAND RENTAL)
- EXPLORATION IMPETUS IN N.W.T.

DISADVANTAGES

- LESS IMPETUS TO SHIP BUILDING INDUSTRY
- PIPELINE CONSTRUCTION IMPACTS

TANKERS

ADVANTAGES

- ACCESS TO OFFSHORE MARKETS
- IMPACT ON SHIPBUILDING INDUSTRY
- CANADIAN PRESENCE ARCTIC ISLANDS
- NEW CANADIAN TECHNOLOGY

DISADVANTAGES

- DYNAMIC SYSTEM
- NEEDS DEVELOPMENT
- LESS ENERGY EFFICIENT

PROS & CONS OF TRANSPORTATION ALTERNATIVES

THERE ARE MANY POINTS FOR AND AGAINST EACH OF THE TRANSPORTATION ALTERNATIVES. THIS ANALYSIS SHOWS ESSO'S ASSESSMENT OF THE MAIN ADVANTAGES AND DISADVANTAGES OF EACH.

TANKERS PROVIDE EASY ACCESS TO OFFSHORE MARKETS AND HAVE A MAJOR POSITIVE IMPACT ON THE SHIP BUILDING INDUSTRY.

THEY ALSO HAVE AN ADDED BENEFIT OF MAKING THE NORTH MORE ACCESSIBLE AND INCREASING THE CANADIAN PRESENCE IN THE REGION.

THE DEVELOPMENT OF ICE-BREAKING TANKERS WOULD ADD TO CANADIAN OFFSHORE TECHNOLOGY.

ON THE OTHER HAND THE PIPELINING TECHNOLOGY IS WELL DEVELOPED AND WE HAVE BEEN OPERATING THOUSANDS OF KILOMETERS OF LINES ACROSS CANADA FOR MANY YEARS WITHOUT ANY SERIOUS IMPACTS.

IN ADDITION, WE SEE A SIGNIFICANT TARIFF ADVANTAGE FOR PIPELINES WHEN THE TOTAL SYSTEM IS CONSIDERED. WE BELIEVE THE TRANSPORTATION COST COULD BE 50% GREATER FOR A TANKER SYSTEM.

THE PIPELINE IS A PASSIVE SYSTEM. ONCE THE PIPE IS IN PLACE, THERE IS LITTLE DISRUPTION TO THE ENVIRONMENT AND SMALL LIKELIHOOD OF ANY DISASTROUS OCCURRENCE.

PIPELINES ALSO PROVIDE NORTHERN REVENUE IN THE FORM OF LAND RENTAL AND ALSO IN JOBS AND BUSINESS OPPORTUNITIES. A PIPELINE WOULD ALSO CREATE IMPETUS TO EXPLORATION ACTIVITY IN THE N.W.T. ALONG THE PIPELINE CORRIDOR. CANADIAN PIPE MILLS WOULD OF COURSE BENEFIT AND MORE JOBS WOULD BE AVAILABLE IN THE SHORT TERM BOTH IN THE MILLS AND ON PIPELINE CONSTRUCTION SITES.

AS A DISADVANTAGE, THE PIPELINE WOULD PROVIDE LESS IMPETUS TO THE SHIP BUILDING INDUSTRY THAN THE TANKER SYSTEM, ALTHOUGH BEAUFORT DEVELOPMENT WOULD STILL NEED MANY SUPPLY VESSELS, DREDGES ETC. REGARDLESS OF THE TRANSPORTATION SYSTEM.

AS WELL, BECAUSE OF THE LARGE LABOUR FORCE INVOLVED IN THE CONSTRUCTION OF A PIPELINE, ONE MUST BE MORE CAREFUL TO CONTROL AND MANAGE THE SOCIAL IMPACTS ON NORTHERN COMMUNITIES.

TRANSPORTATION SYSTEMS

PIPELINES

ADVANTAGES

- DEVELOPED TECHNOLOGY
- COST ADVANTAGE
- PASSIVE SYSTEM
- PROVIDES NORTHERN REVENUE (LAND RENTAL)
- EXPLORATION IMPETUS IN N.W.T.

DISADVANTAGES

- LESS IMPETUS TO SHIP BUILDING INDUSTRY
- PIPELINE CONSTRUCTION IMPACTS

TANKERS

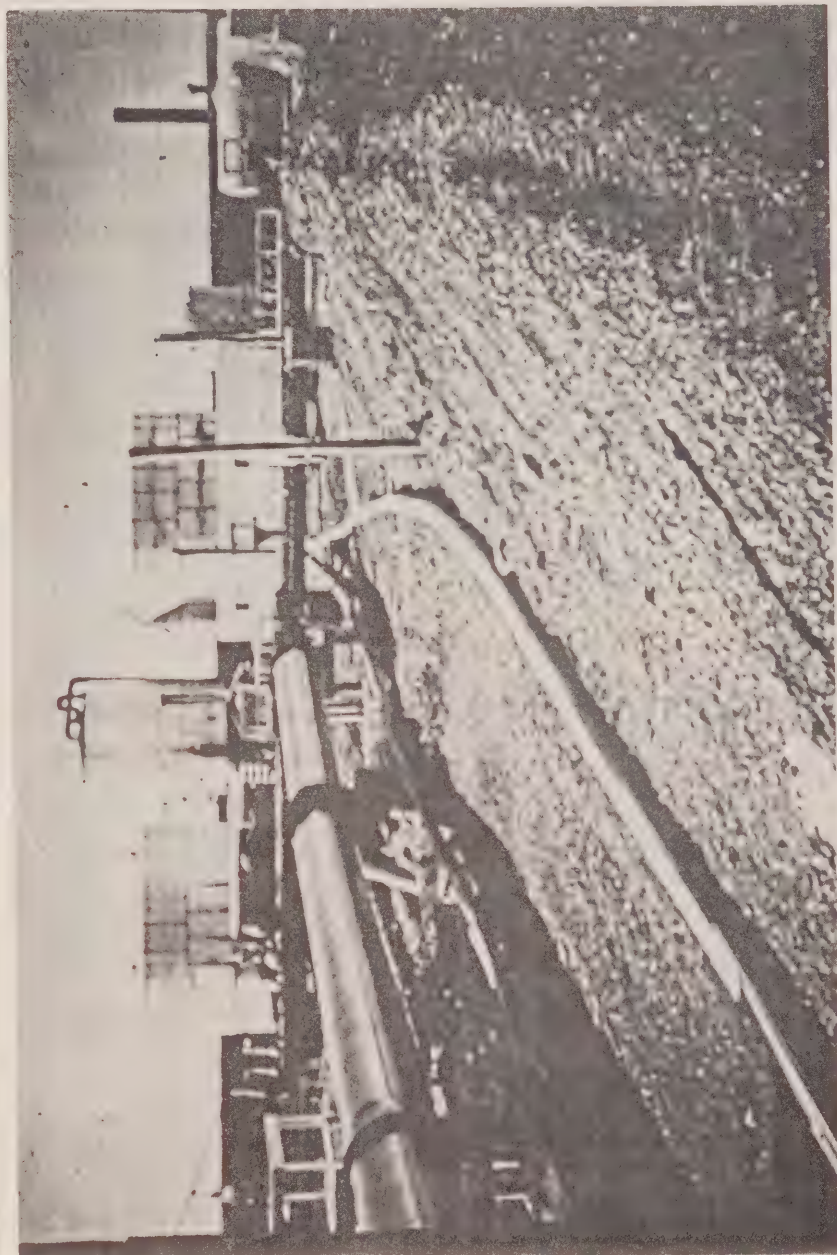
ADVANTAGES

- ACCESS TO OFFSHORE MARKETS
- IMPACT ON SHIPBUILDING INDUSTRY
- CANADIAN PRESENCE ARCTIC ISLANDS
- NEW CANADIAN TECHNOLOGY

DISADVANTAGES

- DYNAMIC SYSTEM
- NEEDS DEVELOPMENT
- LESS ENERGY EFFICIENT

BECAUSE MOST OF ESSO'S STUDIES AND EXPERIENCE HAVE MAINLY BEEN ASSOCIATED WITH THE PIPELINE TRANSPORTATION MODE, MOST OF OUR COMMENTS REGARDING TRANSPORTATION WILL RELATE TO THIS MODE. THIS SHOULD NOT BE TAKEN TO MEAN WE DO NOT SUPPORT A TANKER OPTION OR A COMBINATION SYSTEM, HOWEVER, WE BELIEVE OTHER OPERATORS WHO WILL APPEAR BEFORE YOUR COMMITTEE ARE MORE FAMILIAR WITH THE TANKER OPTION AND THUS CAN LIKELY PROVIDE BETTER DATA ON THIS ALTERNATIVE FOR YOUR CONSIDERATIONS.



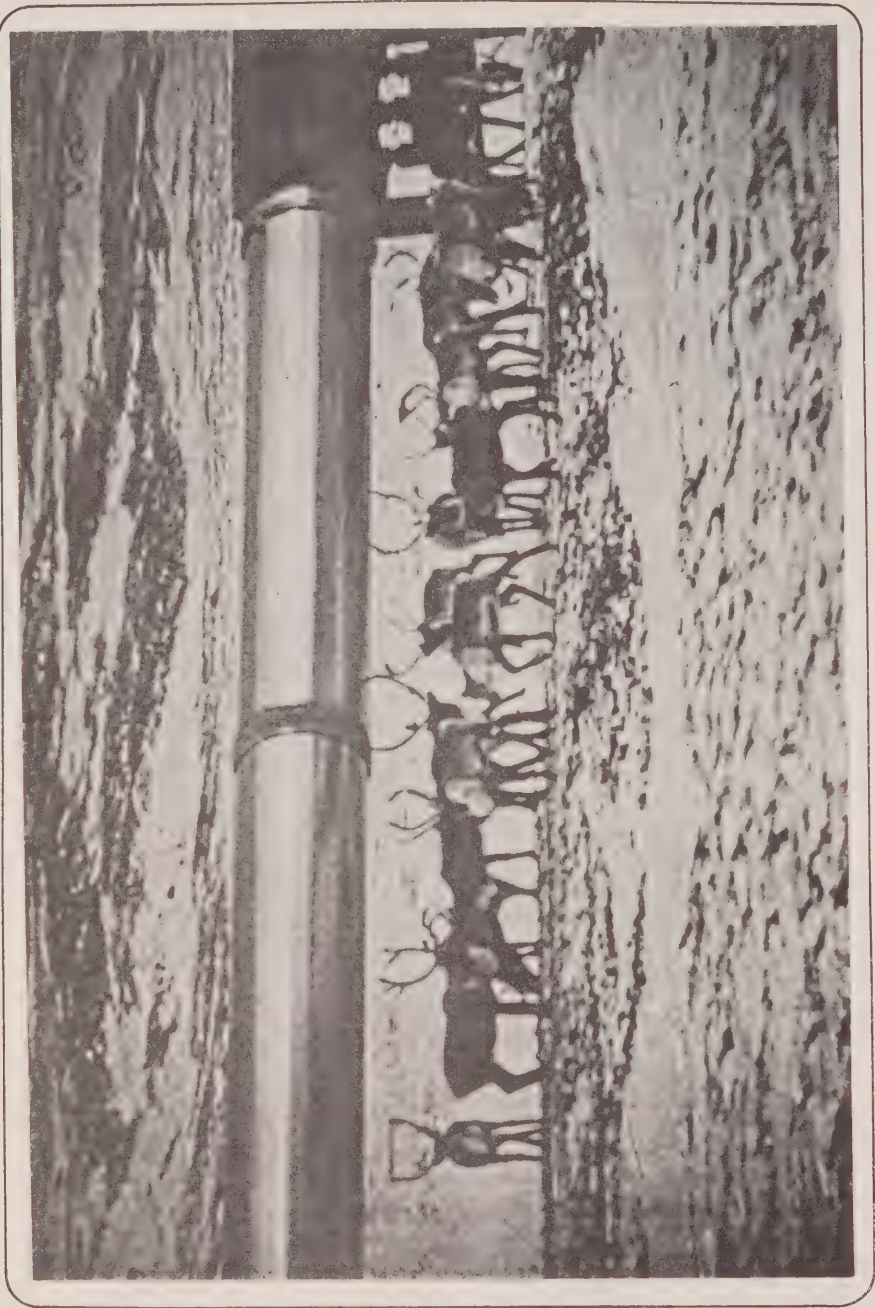
INUUVIK PIPELINE TEST FACILITY

THE MAJOR CHALLENGES OF PIPELINING IN THE ARCTIC RELATE TO AN EXTREME CLIMATE, REMOTENESS, SEASONAL TRANSPORTATION AND CONSTRUCTION PERIODS, AND PERMAFROST SOILS SUSCEPTIBLE TO THERMAL DEGRADATION. EVEN BEFORE THE ALYESKA PIPELINE WAS CONSTRUCTED PROGRAMS OF RESEARCH AND ENGINEERING STUDIES WERE UNDERTAKEN IN CANADA TO ESTABLISH THE TECHNICAL AND ENVIRONMENTAL FEASIBILITY OF CONSTRUCTING AND OPERATING PIPELINES IN AN ARCTIC ENVIRONMENT. AN EXPERIMENTAL PIPELINE FACILITY SHOWN HERE WAS INSTALLED NEAR INUVIK, N.W.T., TO PROVIDE FACTUAL INFORMATION ON THE EFFECTS OF PIPELINES ON SOILS IN THE ARCTIC AND SUBARCTIC REGIONS. POTENTIAL DESIGN PROBLEMS, INCLUDING PILE LOAD CAPACITY, FOUNDATION BEARING STRENGTH, FOUNDATION SETTLEMENT, ICE VARIABILITY, SOIL THERMAL PROPERTIES, AND THE HEAT FLOW PROCESS WERE STUDIED AT THIS FACILITY. THE FACILITY INCLUDED A FULL SCALE 1.2 M (48 IN.) ABOVE GROUND PIPELINE LOOP INSTALLED TO ASSESS THE

CONTINUOUS-BERM CONCEPT, AND INTERMITTENT PILE-SUPPORTED CONSTRUCTION METHODS. WARM OIL AT ABOUT 70°C (160°F) WAS CIRCULATED IN THE ABOVE-GROUND LOOP FOR 22 MONTHS AND IN A BELOW-GROUND SECTION FOR 6 MONTHS WITHOUT ANY ADVERSE IMPACTS.

THE TEST LOOP AT INUVIK DEMONSTRATED THAT WARM OIL PIPELINES, SUPPORTED ABOVE-GROUND, WOULD PERFORM SATISFACTORILY IN ARCTIC AND SUBARCTIC REGIONS.

ABOUT 7 MILLION DOLLARS WAS SPENT TO CARRY OUT ENGINEERING DESIGN, FEASIBILITY STUDIES AND RESEARCH ASSOCIATED WITH THIS FACILITY.



ABOVE GROUND PORTION OF ALYESKA LINE

THE ALYESKA PIPELINE COMMENCED OPERATION IN JUNE 1977 AND HAS A DESIGN CAPACITY OF 320,000 M³ (2 MILLION BBLs) PER DAY. THE LINE IS 1300 KM (800 MI.) IN LENGTH AND WHEN OPERATING AT PEAK CAPACITY, 12 PUMP STATIONS WILL BE REQUIRED. THE DIAMETER OF THE PIPELINE IS 1.2 M (48 IN.), AND APPROXIMATELY 600 KM (380 MI.) OF THE LINE IS ELEVATED ON PIPE SUPPORTS AND INSULATED. AT THE DESIGN PUMPING RATE THE OIL WILL REMAIN AT ABOUT 55 °C (130°F) AS IT MOVES THROUGH THE LINE.

MANY ENVIRONMENTAL STUDIES WERE UNDERTAKEN PRIOR TO CONSTRUCTION OF THE LINE AND SINCE OPERATIONS BEGAN. SPECIAL DESIGN FEATURES TO ALLOW UNHIBITED PASSAGE OF CARIBOU HAVE BEEN BUILT INTO THE PIPELINE SYSTEM.

AS THE PHOTO DEPICTS, ONE CAN CONCLUDE THAT THE CARIBOU SHOW NO OUTWARD SIGN OF ANY FEAR OR APPREHENSION. FROM ALL OF THE INFORMATION COLLECTED, IT WOULD APPEAR THAT THE PIPELINE

AND NORTH SLOPE PRODUCTION FACILITIES ARE COMPATIBLE WITH THE ENVIRONMENT. NO SERIOUS OIL SPILLS OR IMPACTS HAVE OCCURRED.

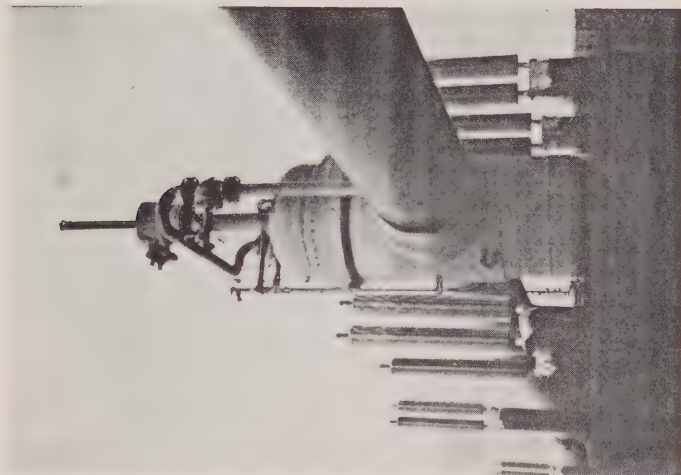
IF A LARGE DIAMETER LINE WAS CONSTRUCTED FROM THE BEAUFORT SEA, APPROXIMATELY 720 KM (450 MI.) OF THE 2250 KM (1400 MI.) WOULD BE ELEVATED SIMILAR TO THE ALYESKA SYSTEM. A LARGE PORTION OF THE ELEVATED MODE WOULD BE LOCATED NORTH OF WRIGLEY WHERE CONTINUOUS PERMAFROST EXISTS.



BURIED PORTION OF ALYESKA LINE

THIS PHOTO SHOWS THE TRANSITION FROM A BURIED TO AN ELEVATED MODE. WHEREVER STABLE NON-PERMAFROST SOIL CONDITIONS PREVAIL THE LINE IS BURIED, SINCE THE CONSTRUCTION COSTS FOR THE ELEVATED SECTIONS ARE ABOUT FOUR TIMES THAT OF BURIED LINE.

IF IT IS NECESSARY, IN ORDER TO ACCOMMODATE CARIBOU MIGRATION ROUTES OR HIGHWAY CROSSINGS, TECHNOLOGY HAS BEEN DEVELOPED SO THAT A PIPE-LINE CAN BE BURIED IN PERMAFROST WITHOUT SUBSEQUENT SOIL DAMAGE OR LINE FAILURE.



REMOTE CONTROLLED GATE VALVE



LEAK DETECTION EQUIPMENT

ALYESKA PIPELINE

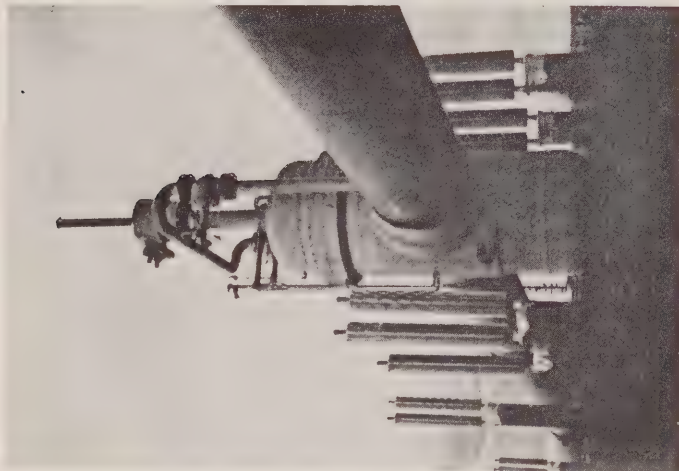
PIPELINE SAFETY

THE SAFE OPERATION OF OVERLAND PIPELINE SYSTEMS, INCLUDING THE PROTECTION OF THE GENERAL PUBLIC, THE ENVIRONMENT, OPERATING PERSONNEL, AND THE FACILITIES OF THE PIPELINE SYSTEM, IS OF PARAMOUNT CONCERN TO ALL THROUGHOUT CANADA AND, INDEED THROUGHOUT THE WORLD, GOVERNMENT AND THE PETROLEUM INDUSTRY HAVE WORKED DILIGENTLY OVER THE YEARS TO ENSURE THAT ALL POSSIBLE MEASURES ARE TAKEN DURING THE DESIGN, CONSTRUCTION, OPERATIONS AND MAINTENANCE OF PIPELINE SYSTEMS TO MAKE THEM SAFE. PIPE, AS WELL AS ANCILLIARY COMPONENTS, SUCH AS VALVES, ARE CONSTRUCTED TO MEET THE MOST STRINGENT SPECIFICATIONS. IN THE FIELD DURING CONSTRUCTION WELDS ARE X-RAYED FOR QUALITY ASSURANCE AND THE LINE ARE HYDROSTATICALLY TESTED PRIOR TO START-UP. VALVE SPACING ESTABLISHED BY THE NEB ENSURES THAT IF A LINE RUPTURE OCCURS ONLY A MINIMUM VOLUME OF OIL IS SPILLED. REMOTE CONTROLLED PIPELINE VALVES ARE INSTALLED ALONG THE LINE FOR FAST SPILL RESPONSE ACTION.

SECTIONS OF THE LINE WHERE A LEAK IS SUSPECTED CAN BE ISOLATED AND REPAIRED QUICKLY. RECENT TECHNOLOGICAL ADVANCES IN THE DESIGN OF LEAK DETECTION SYSTEMS INDICATE THAT A PIPELINE SYSTEM CAN BE SHUT DOWN IN LESS THAN 5 MINUTES FROM THE TIME A LEAK IS DETECTED. PRIOR TO COMMENCEMENT OF OPERATIONS, COMPREHENSIVE CONTINGENCY PLANS FOR THE DETECTION, LOCATION, CONFINEMENT AND CLEAN-UP OF OIL SPILLS ARE DEVELOPED TO MINIMIZE DAMAGE IF A RUPTURE OCCURS.



LEAK DETECTION EQUIPMENT



REMOTE CONTROLLED GATE VALVE

ALYESKA PIPELINE

ALYESKA OIL SPILL STATISTICS

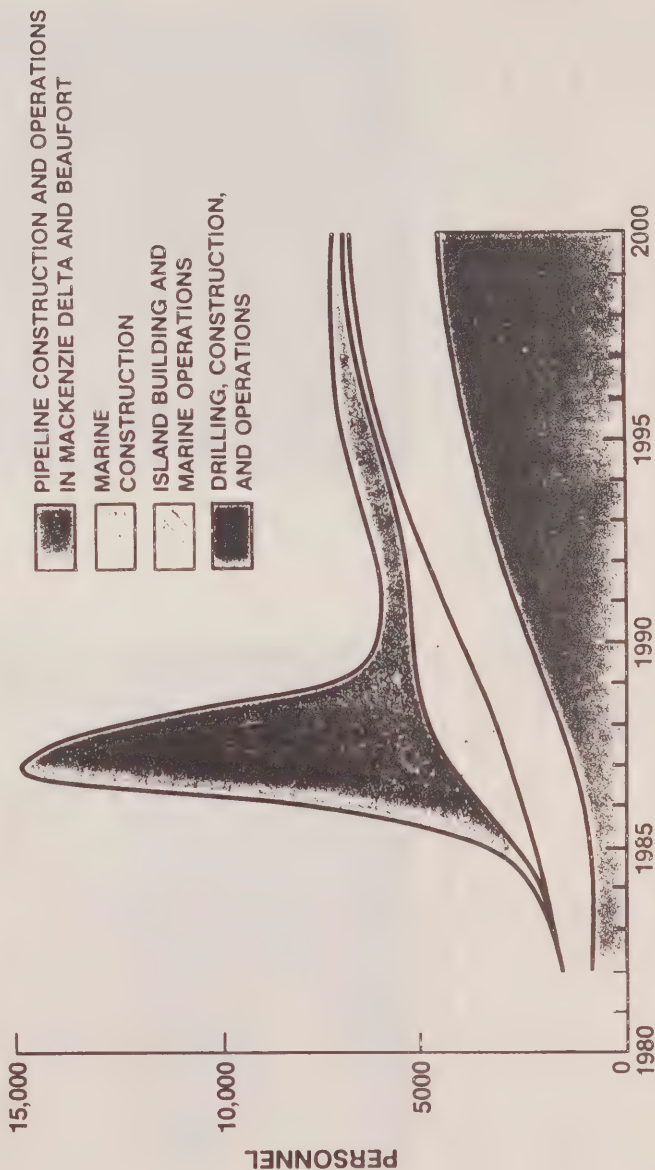
AS MENTIONED EARLIER THE ALYESKA PIPELINE COMMENCED OPERATION IN JUNE, 1977, AND AFTER TWO YEARS OF OPERATION, RECORDS SHOW THAT ABOUT 111 MILLION M³ (700 MILLION BBLs) OF CRUDE OIL HAD BEEN PUMPED THROUGH THE LINE. IN THIS TIME, A TOTAL OF 5 000 M³ (30,000 BBLs) HAVE BEEN SPILLED DUE TO HUMAN ERROR, SABOTAGE AND MECHANICAL FAILURE. OF THIS AMOUNT, ABOUT 500 M³ (3000 BBLs) WAS DUE TO MECHANICAL FAILURE. THIS IS A RELATIVELY SMALL AMOUNT OF OIL SPILLED IN RELATION TO THE OVERALL VOLUME OF OIL TRANSPORTED, PARTICULARLY IN VIEW OF THE FACT THAT THE SPILLS OCCURRED DURING THE INITIAL YEARS OF OPERATION. IT REPRESENTS ABOUT ONE PART IN 250 THOUSAND OF TOTAL THROUGHPUT.

IN CONCLUSION, RELATIVELY SMALL VOLUMES OF OIL MAY BE SPILLED FROM ANY PIPELINE SYSTEM BUT THE PIPELINE OPERATOR HAS THE RESPONSIBILITY TO CLEAN UP THESE SPILLS. ACCORDINGLY, INDUSTRY HAS DEVELOPED TECHNIQUES TO CLEAN-UP OIL SPILLS AND RESTORE THE SPILL AREAS TO NEAR ORIGINAL CONDITION.

WE WOULD NOW LIKE TO MOVE ON TO A REVIEW AND ASSESSMENT OF THE CANADIAN BENEFITS THAT WOULD BE ASSOCIATED WITH A MAJOR DEVELOPMENT PROJECT IN THE BEAUFORT.

BEAUFORT DEVELOPMENT TO 400,000 BOPD 1985 TO 2000 - PIPELINE SYSTEM FORECAST OF DIRECT ON-SITE EMPLOYMENT & INDIRECT SHIPYARD EMPLOYMENT IN THE PROVINCES

49-550



BEAUFORT DEVELOPMENT MANPOWER OUTLOOK

THE DATA ON THIS CHART AND THE FOLLOWING 4 CHARTS ARE DEVELOPED ON THE ASSUMPTION THAT MAJOR PRODUCTION FROM THE BEAUFORT COMMENCES IN 1989 AND BUILDS TO 64,000 m³ (400,000 BOPD) BY THE TURN OF THE CENTURY. AS YOU MAY RECALL THIS IS THE EARLIEST ON STREAM DATE THAT WE BELIEVE IS ACHIEVABLE. THE DATA ALSO ASSUMES THAT THE P/L TRANSPORTATION ALTERNATE IS UTILIZED.

THE REQUIREMENT OF DIRECT PERSONNEL (THAT IS PERSONNEL WORKING ON SITE) VARIES OVER THE DURATION OF THE PROJECT. IT PEAKS AT APPROXIMATELY 13,500 DURING THE PIPELINE CONSTRUCTION PERIOD IN 1986/87, AND LEVELS OFF TO ABOUT 7,000 IN 1995.

ALTHOUGH THE MARINE CONSTRUCTION PROGRAM IS CONSIDERED INDIRECT IN TERMS OF EMPLOYMENT, IT IS SHOWN HERE BECAUSE OF ITS SIGNIFICANCE TO THE REGIONAL ECONOMICS. THE MARINE OPERATIONS FORM AN IMPORTANT PART OF THE TOTAL DEVELOPMENT, PEAKING AT 2000 JOBS IN 1988.

WE PREDICT JOBS IN THE ACTUAL DEVELOPMENT AND PRODUCTION OPERATIONS WILL GRADUALLY INCREASE TO OVER 7000 BY THE YEAR 2000.

WE BELIEVE THAT 80 TO 90% OF THE PERMANENT PERSONNEL WILL COMMUTE TO THEIR RESIDENCES ACROSS CANADA ON A 2 OR 3 WEEK ROTATION SCHEDULE.

**BEAUFORT DEVELOPMENT TO
400,000 BOPD - 1985 TO 2000
PIPELINE SYSTEM**

**EXPENDITURES IN BILLIONS OF 1981
DOLLARS**

| | |
|---|----------------|
| • EXPLORATION AND DEVELOPMENT | 16 |
| • PIPELINE AND OFFSHORE GATHERING SYSTEM | 14 |
| • CONSTRUCTION OF VESSELS AND MARINE EQUIPMENT | 5 |
| TOTAL | 30 - 40 |

- CANADIAN CONTENT WILL INCREASE WITH TIME FROM 80% TO OVER 90% IN A RANGE OF 24 - 36 BILLION DOLLARS

BEAUFORT DEVELOPMENT EXPENDITURE OUTLOOK

EXPLORATION AND DEVELOPMENT EXPENDITURES ASSOCIATED WITH THIS SCENARIO ARE ESTIMATED TO BE IN THE RANGE OF 30 TO 40 BILLION (1981) DOLLARS FOR THE PERIOD 1985 TO 2000.

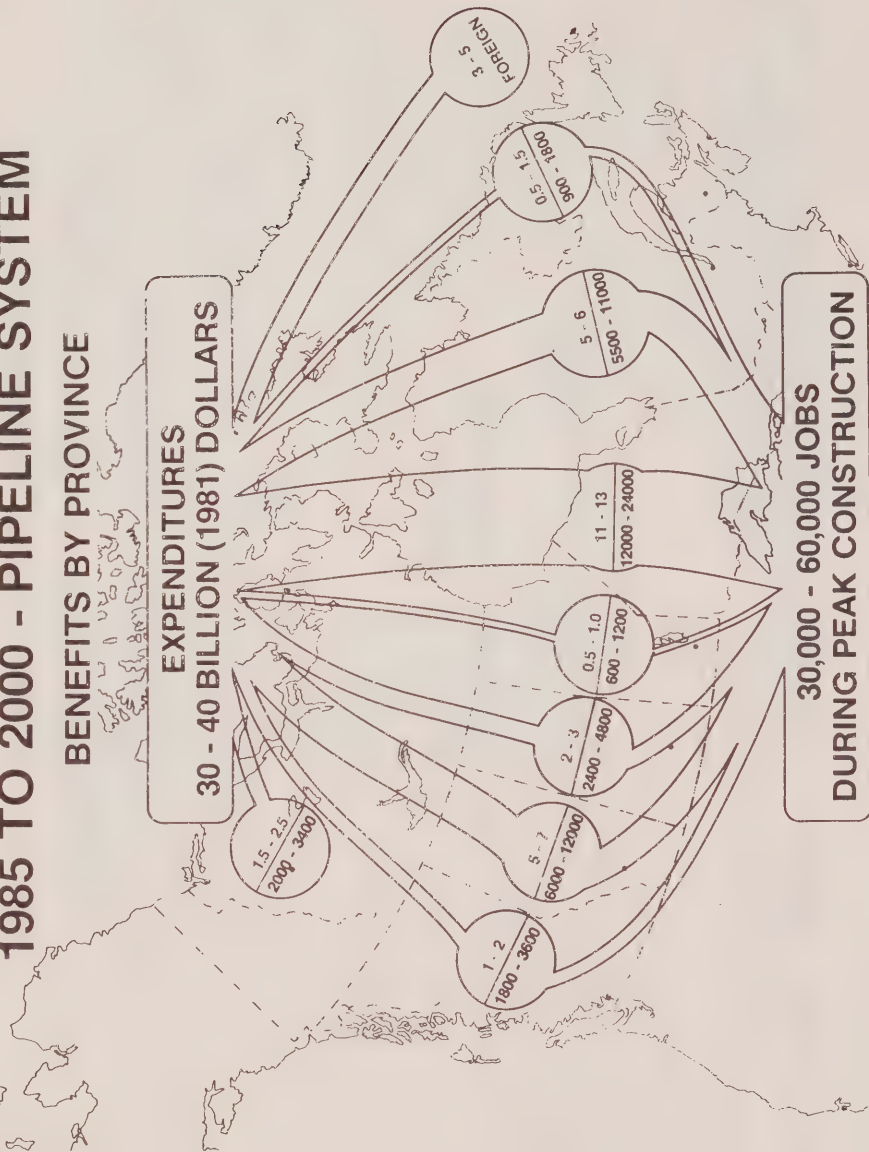
ABOUT 15% OF THE TOTAL CAPITAL EXPENDITURE GOES TO MARINE CONSTRUCTION, AND MORE THAN 80% OF THIS COULD BE DELIVERED FROM CANADIAN SHIP YARDS.

ABOUT 40% OF TOTAL EXPENDITURES WILL BE SPENT ON THE PIPELINE AND GATHERING SYSTEM, AND THE REMAINDER ON EXPLORATION, DEVELOPMENT, DRILLING, ISLAND CONSTRUCTION, INFRASTRUCTURE, AND PRODUCTION FACILITIES.

AN IMPORTANT ASPECT OF THE PIPELINE TRANSPORTATION MODE IS THAT IT SPREADS THE DEMANDS OVER ALL REGIONS OF CANADA AND MANY DIFFERENT INDUSTRIES TO PREVENT OVERLOADING OF A SINGLE INDUSTRY. THUS, LESS OFFSHORE PROCUREMENT IS REQUIRED AND MORE CANADIAN BENEFITS ARE ATTAINED.

CANADIAN CONTENT IS EXPECTED TO IMPROVE OVER TIME AS DOMESTIC INDUSTRY RESPONDS TO GROWING DEMANDS. IT COULD GROW FROM 80% TO OVER 90%.

BEAUFORT DEVELOPMENT TO 400,000 BOPD 1985 TO 2000 - PIPELINE SYSTEM



REGIONAL BENEFITS OF BEAUFORT DEVELOPMENT

AS SHOWN ON THIS CHART THE ECONOMIC BENEFITS OF BEAUFORT DEVELOPMENT ARE DISTRIBUTED ACROSS CANADA. THE CASH FLOW TO THE PROVINCES RANGES FROM A LOW ESTIMATE OF 0.5 BILLION DOLLARS IN MANITOBA, TO A HIGH ESTIMATE OF 13 BILLION DOLLARS IN ONTARIO.

SHIP BUILDING AND MAINTENANCE, AND THE CONSTRUCTION OF PRODUCTION ISLAND CAISSONS CREATES JOBS IN QUEBEC, IN B.C., AND IN THE ATLANTIC PROVINCES.

STEEL, ELECTRICAL AND MECHANICAL EQUIPMENT CREATES JOBS IN ONTARIO.

PIPE ROLLING CREATES JOBS IN SASKATCHEWAN AND ONTARIO.

ENGINEERING AND LOGISTICS SERVICES WILL CENTRE IN ALBERTA.

THE DIRECT JOBS ASSOCIATED WITH THIS DEVELOPMENT, TOGETHER WITH THE INDIRECT JOBS CREATED IN CANADIAN SUPPLY INDUSTRIES, GENERATE LARGE AMOUNTS OF INCOMES, AND SPENDING OF THESE INCOMES IN TURN INDUCES THE CREATION OF ADDITIONAL JOBS.

IT IS ESTIMATED THAT OVER THE PERIOD 1985 TO 2000 THE TOTAL OF DIRECT, INDIRECT, AND INDUCED JOBS WILL VARY BETWEEN 30,000 AND 60,000.

THUS THE ACTIVITIES GENERATED BY BEAUFORT PRODUCTION WILL SUPPORT GOVERNMENT POLICIES FOR REGIONAL DEVELOPMENT.

IN ADDITION TO THE LOOKED AT PROVINCIAL IMPACTS WE BELIEVE IT IS VERY IMPORTANT TO CONSIDER THE ECONOMIC IMPACTS IN THE NORTH.

**BEAUFORT DEVELOPMENT TO
400,000 BOPD - 1985 TO 2000
PIPELINE SYSTEM**

NORTHERN BENEFITS

- **ESSO PAST PERFORMANCE DEMONSTRATES GOOD
NORTHERN BENEFITS POLICY**
- **MAJOR NORTHERN DEVELOPMENT BENEFITS
FORECAST**

| | YEAR | |
|--------------------------------|-------------|---------------|
| | 1990 | 2000 |
| - NUMBER OF DIRECT JOBS | 800 | 1400 |
| - NUMBER OF INDIRECT JOBS | 1200 | 2000 |
| - DIRECT WAGES | \$20 | \$40 MILLION |
| - LOCAL GOODS / SERVICES | \$150 | \$200 MILLION |
| - SCHOOLS | | |
| - MEDICAL SERVICES / HOSPITALS | | |
| - SOCIAL SERVICES | | |
| - RECREATION | | |
| - TRANSPORTATION | | |
| - COMMUNICATION | | |

NORTHERN BENEFITS ASSOCIATED WITH BEAUFORT DEVELOPMENT

WE BELIEVE THAT OUR POLICIES TO ENCOURAGE THE EMPLOYMENT OF NORTHERNERS AND PROCUREMENT OF GOODS AND SERVICES FROM NORTHERN BUSINESSES, WHICH WERE REVIEWED EARLIER, HAVE BEEN VERY SUCCESSFUL. THIS PLACES US IN A GOOD POSITION TO ENSURE VERY SIGNIFICANT BENEFITS TO THE NORTHERN COMMUNITIES WILL RESULT WHEN WE MOVE INTO THE DEVELOPMENT PHASE.

WITH MAJOR DEVELOPMENT IN THE BEAUFORT THE NUMBER OF NORTHERN RESIDENTS DIRECTLY EMPLOYED COULD EXCEED A LEVEL OF 800 IN 1990, AND 1400 IN THE YEAR 2000.

DIRECT WAGES TO NORTHERN RESIDENTS COULD AMOUNT TO OVER 20 MILLION (1981) DOLLARS IN 1990, AND TO 40 MILLION (1981) DOLLARS IN 2000.

WE EXPECT THAT THE USE OF GOODS AND SERVICES PURCHASED THROUGH LOCAL COMPANIES COULD BE IN EXCESS OF 150 MILLION (1981) DOLLARS IN 1990 AND MORE THAN 200 MILLION DOLLARS IN 2000. THIS DEPENDS OF COURSE, ON THE RESPONSE OF NORTHERNERS TO NEW BUSINESS VENTURE OPPORTUNITIES. THESE EXPENDITURES WILL GENERATE AN ADDITIONAL 1500 TO 2000 INDIRECT JOBS IN THE NORTH.

THERE WILL ALSO BE A CONSIDERABLE IMPROVEMENT IN THE INFRASTRUCTURE IN NORTHERN AREAS, ESPECIALLY IN THE AVAILABILITY OF SCHOOLS, MEDICAL AND SOCIAL SERVICES, RECREATION FACILITIES, TRANSPORTATION, AND COMMUNICATIONS.

IMPROVED INFRASTRUCTURE AND TRANSPORTATION SERVICES, AND INCREASED COMPETITION FOR THE SUPPLY OF GOODS AND SERVICES SHOULD THEREFORE BRING MORE COMPETITIVE PRICING FOR CONSUMER GOODS.

BEAUFORT DEVELOPMENT TO 400,000 BOPD - 1985 TO 2000 PIPELINE SYSTEM

BENEFITS TO GOVERNMENT

- **REVENUES FROM TAXES AND ROYALTIES
(1981 DOLLARS)**

- 800 MILLION IN 1990
- 1700 MILLION IN 2000

- **REVENUES DISTRIBUTED ACROSS CANADA**

- PROCUREMENT AND SERVICES FROM ALL PROVINCES
- 6000 - 12,000 DIRECT PERSONNEL COMMUTE TO
RESIDENCES IN ALL PROVINCES

GOVERNMENT REVENUE FROM BEAUFORT DEVELOPMENT

ANOTHER VERY IMPORTANT CONSIDERATION IN THE CANADIAN BENEFIT ASPECTS IS THE AMOUNT OF FUNDS THAT WILL FLOW DIRECTLY TO GOVERNMENT ACCOUNTS IN THE FORM OF ROYALTY AND TAXES.

FOR THE DEVELOPMENT SCENARIO PREVIOUSLY DISCUSSED, WE ESTIMATE THE SUM OF ANNUAL GOVERNMENT REVENUES FROM ADDITIONAL PERSONAL AND CORPORATE INCOME TAX, AND FROM ROYALTIES, WILL GROW TO A RANGE OF ROUGHLY 800 MILLION (1981) DOLLARS IN 1990, AND TO MORE THAN 1.7 BILLION (1981) DOLLARS IN THE YEAR 2000.

PROVINCIAL AND LOCAL GOVERNMENT TAXES WILL ALSO BE ENHANCED, SINCE 80% OF THE 7000 - 15000 DIRECTLY EMPLOYED PERSONNEL WILL COMMUTE TO THEIR RESIDENCES ACROSS CANADA AND PAY TAXES THERE. TAXES PAID BY SUPPLIERS OF GOODS AND SERVICES FROM ALL PROVINCES ALSO WILL ENHANCE LOCAL TAX REVENUES. IN SUMMARY, WE BELIEVE THEN AN A NUMBER OF ASSOCIATE OF ACTIVITIES WHICH WILL RESULT FROM BEAUFORT DEVELOPMENT, THAT WILL BE VERY BENEFICIAL TO THE ENTIRE CANADIAN SOCIETY.

BEAUFORT AREA DEVELOPMENT

CONSIDERATIONS

- **TECHNICAL**
- **ENVIRONMENTAL**
- **SOCIAL**
- **POLITICAL**
- **ECONOMIC**

PHASED DEVELOPMENT CONCEPT

- **SMALL SCALE / MINIMUM EXPOSURE**
- **TRAINING**
- **PROVIDE IMPACT MANAGEMENT
EXPERIENCE**

BEAUFORT DEVELOPMENT CONSIDERATIONS

IN SUMMARY WE BELIEVE THAT THERE IS AN EXCELLENT OPPORTUNITY FOR BEAUFORT RESERVES TO MAKE A MAJOR CONTRIBUTION TO CANADA'S CRUDE SUPPLY IN THE LATE 1980'S AND THE 1990'S AND TO PROVIDE SIGNIFICANT ASSOCIATED SOCIO-ECONOMIC CONTRIBUTIONS TO ALL REGIONS OF CANADA. HOWEVER BEFORE WE CAN REALIZE THESE BENEFITS THERE ARE A NUMBER OF CONSIDERATIONS THAT MUST BE RESOLVED ON A TIMELY BASIS IN ORDER FOR DEVELOPMENT TO PROCEED. THESE CONSIDERATIONS ARE SUMMARIZED ON THIS CHART.

ON THE TECHNOLOGY SIDE WE BELIEVE ALL OF THE MAJOR TECHNICAL OBSTACLES HAVE BEEN OVERCOME AND THUS THE REQUIREMENT FOR NEW TECHNOLOGY WILL NOT BE THE CAUSE FOR DELAYING DEVELOPMENT.

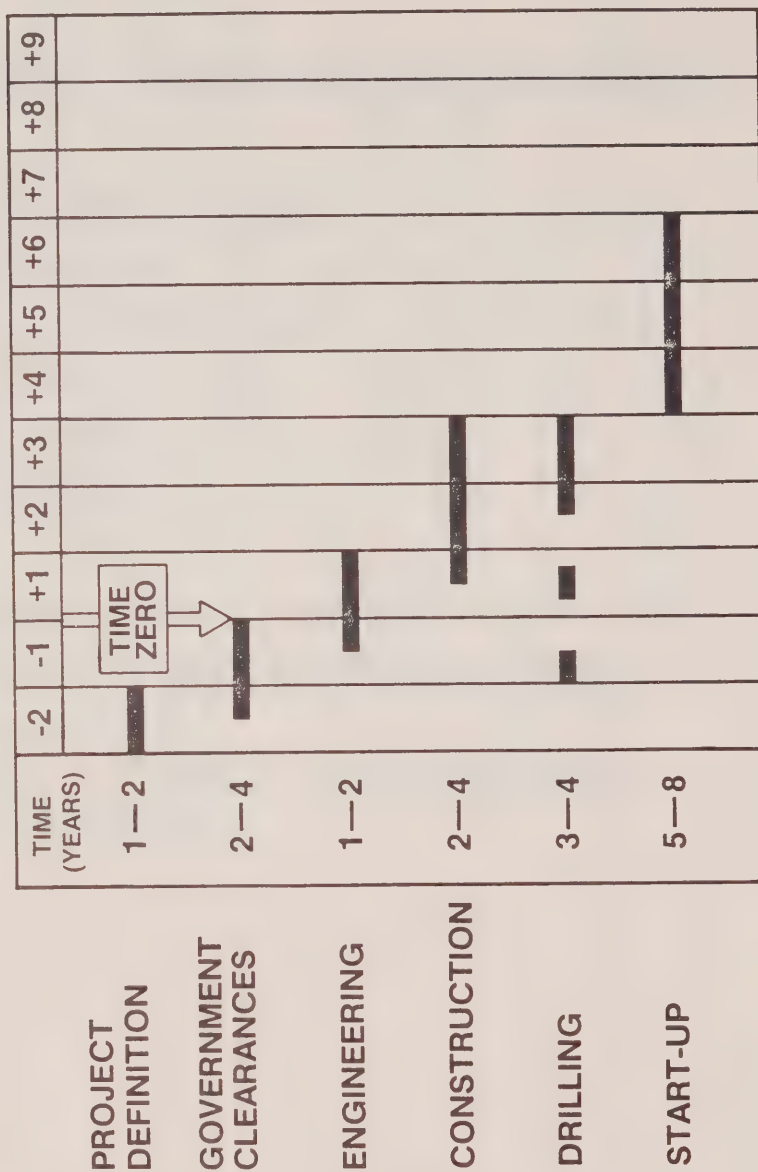
WE ALSO BELIEVE DEVELOPMENT CAN PROCEED WITH MINIMAL SOCIAL AND ENVIRONMENTAL IMPACTS. WE UNDERSTAND AND ARE WILLING TO RESPOND TO CONCERNS OF PEOPLE IN THE NORTH TO INSURE THERE IS A MINIMUM ADVERSE AND MAXIMUM POSITIVE IMPACT.

WE BELIEVE THE KEY CHALLENGE IS FOR INDUSTRY AND GOVERNMENTS TO WORK IN A COOPERATIVE AND SUPPORTIVE MODE DURING THE REGULATORY CLEARANCE PROCESS TO INSURE THAT THE POLITICAL PROBLEMS ASSOCIATED WITH DEVELOPMENT ARE MANAGED EFFECTIVELY AND POSITIVELY.

WE BELIEVE WE HAVE DEMONSTRATED THAT THE DEVELOPMENT OF BEAUFORT RESOURCES ON A GROSS OR NATIONAL BASIS WILL DEFINITELY BE ATTRACTIVE ECONOMICALLY. POSITIVE ECONOMIC SPIN-OFF WILL AFFECT ALL AREAS OF CANADA.

WE BELIEVE THAT IT MAY BE ADVANTAGEOUS TO PROCEED WITH DEVELOPMENT ON A PHASED BASIS I.E. STARTING SMALL SCALE AND BUILDING UP OVER TIME. THE PURPOSE OF SUCH AN APPROACH WOULD ALLOW NORTHERNERS TO GROW WITH DEVELOPMENT AND THUS BE BETTER ABLE TO PARTICIPATE IN MAJOR DEVELOPMENT PROJECTS. IT WOULD ALSO IDENTIFY AND ESTABLISH REAL RATHER THAN SPECULATIVE IMPACTS WHICH WOULD ENABLE US TO ELIMINATE OR AT LEAST MITIGATE THEM, PRIOR TO PROCEEDING WITH MAJOR DEVELOPMENT AND FINALLY IT WOULD ESTABLISH THAT THE TECHNOLOGY WAS SOUND.

PHASED DEVELOPMENT CONCEPT POSSIBLE SCHEDULE



PHASE I DEVELOPMENT SCHEDULE

THIS CHART PROVIDES A POSSIBLE SCHEDULE FOR A SMALL "LEAD OFF" PROJECT. TO ACHIEVE A START UP IN 5 YEARS WE WILL NEED TO HAVE COMPLETE DEFINITION OF THE SCOPE OF SUCH A PILOT BY THE END OF THIS YEAR (YEAR - 2).

THE MAJOR UNCERTAINTY REVOLVES AROUND THE GOVERNMENT CLEARANCE ASPECTS. TO ACHIEVE THE EARLY ON PRODUCTION DATE, PRELIMINARY GOVERNMENT CLEARANCES WOULD NEED TO BE IN HAND BY TIME ZERO. WE BELIEVE THAT WITH A CLEAR SIGNAL FROM GOVERNMENT AT TIME ZERO THAT WE COULD BRING PRODUCTION ON STREAM WITHIN A MINIMUM OF 3 YEARS FROM TIME ZERO OR 5 YEARS FROM TODAY.

THE FINDINGS OF THE BEAUFORT EARP PANEL WHICH SHOULD BE AVAILABLE BY THE SUMMER OF 1983 WILL HAVE A CONSIDERABLE IMPACT ON THE PACE AT WHICH DEVELOPMENT WILL PROCEED. IF THEIR FINDINGS ARE POSITIVE, AND THE GOVERNMENT DEEMS PHASED DEVELOPMENT TO BE DESIRABLE, WE WOULD START INTO THE DETAILED ENGINEERING PHASE

IN YEAR - 1 AS WELL WE WOULD COMMENCE PURSUIT OF SPECIFIC APPROVALS. DETAILED DESIGN WOULD BE COMPLETED IN YEAR + 1, WITH MAJOR CONSTRUCTION OCCURRING IN YEARS + 2 AND + 3. HERE AGAIN, THE SIGNIFICANCE OF "TIME ZERO" RELATES TO OUR NEEDS FOR APPROVALS BEFORE PROCEEDING WITH SUBSTANTIAL INVESTMENT IN A PROJECT.

THUS WE SEE THAT A SMALL SCALE PROJECT SUCH AS THIS COULD BE BROUGHT ON STREAM 2 TO 4 YEARS IN ADVANCE OF A MAJOR DEVELOPMENT AND PROVIDE VALUABLE DATA AND INFORMATION ON WHICH TO PLAN MAJOR DEVELOPMENT PROJECTS. ESSO IS PREPARED TO WORK WITH GOVERNMENT TO FIRM UP SUCH A PROJECT.

STREAMLINE AND IMPROVE CLEARANCE AND APPROVAL PROCEDURES

RECOMMENDATIONS

- **CLEAR DEVELOPMENT POLICY
STATEMENT**

- **PUBLIC REVIEWS/HEARINGS/MEETINGS**
 - **COMBINE**
 - **IMPROVE OBJECTIVITY**
 - **CONSIDER REGULATIONS**

APPROVAL PROCESS STREAMLINING

AS YOU REQUESTED IN YOUR OUTLINE, WE WILL NOW COMMENT BRIEFLY ON THE CLEARANCE AND APPROVAL PROCESS AS IT RELATES TO THE DEVELOPMENT OF BEAUFORT AREA RESERVES. FIRSTLY, A CLEAR POLICY STATEMENT FROM GOVERNMENT ON BEAUFORT DEVELOPMENT WOULD BE MOST BENEFICIAL IN STREAMLINING THE REGULATORY CLEARANCE AND APPROVAL PROCEDURES AND ELIMINATING CONFUSION FOR ALL THREE SECTORS, PUBLIC, GOVERNMENT AND INDUSTRY.

THE NEB, FEARO, PROVINCIAL AND TERRITORIAL GOVERNMENT PUBLIC REVIEWS, MEETINGS AND HEARINGS COULD BE COMBINED WHERE SUBSTANTIAL OVERLAP HAS BEEN IDENTIFIED. THIS WOULD NOT EXCLUDE QUASI-JUDICIAL HEARINGS ON TECHNICAL SUBJECTS AS MAY BE NECESSARY.

PRIOR TO PUBLIC REVIEWS, THE RELEVANT CONCERNS OF PROJECT AREA RESIDENTS SHOULD BE IDENTIFIED AND PRIORITIZED. // SIMILARLY, TECHNICAL REVIEWS

SHOULD BE HELD WITH APPROPRIATE PROFESSIONALS FROM GOVERNMENT DEPARTMENTS AND THE PUBLIC SECTOR. THE CRITERIA FOR PRIORIZATION OF CONCERNS, SHOULD INCLUDE CONSIDERATION OF THE DEGREE OF CONTROL WHICH ALREADY EXISTS IN THE REGULATIONS.

WE BELIEVE ADOPTION OF THESE RECOMMENDATIONS WOULD STREAMLINE THE APPROVAL PROCEDURES, IMPROVE OBJECTIVITY.

APPROVALS / CLEARANCES AGENCIES

- INDIAN AFFAIRS & NORTHERN DEVELOPMENT
- ENERGY MINES & RESOURCES
- CANADA OIL & GAS LANDS ADMINISTRATION
- TRANSPORT
- EMPLOYMENT & IMMIGRATION
- FISHERIES & OCEANS
- ENVIRONMENT
- HEALTH AND WELFARE
- REGIONAL INDUSTRIAL EXPANSION
- CONSUMER & CORPORATE AFFAIRS
- TRADE & COMMERCE
- TERRITORIAL
- F.E.A.R.O.
- N.E.B.

APPROVAL PROCESS AGENCIES

AS REQUESTED, WE HAVE PREPARED A LIST OF THE PRIMARY GOVERNMENT AGENCIES AND DEPARTMENTS THAT REQUIRE SUBMISSIONS OR APPLICATIONS FROM INDUSTRY FOR FRONTIER PROJECT CLEARANCES AND APPROVALS. WE HAVE ALSO IDENTIFIED AREAS WHERE OVERLAP EXISTS.

THE KEY AGENCIES AND DEPARTMENTS INCLUDE DIAND, EMR, NEB, FEARO, AND IN SOME CASES PROVINCIAL AND TERRITORIAL GOVERNMENTS.

THE OVERLAP AREAS IN SUBMISSIONS AND PUBLIC REVIEWS INCLUDE ENVIRONMENTAL AND SOCIO-ECONOMIC ASSESSMENT AND IDENTIFICATION OF IMPACTS AND CONTROLS; ENGINEERING; AND CONTINGENCY PLANNING.

THESE SUBMISSIONS ARE COSTLY AND REQUIRE MANY MAN-YEARS, INVOLVING BOTH PROFESSIONAL CONSULTANTS AND SENIOR TECHNICAL AND MANAGEMENT PERSONNEL FROM THE INDUSTRY PROponents AND FROM GOVERNMENT. FOR EXAMPLE, THE RECENT NORMAN WELLS PROJECT REQUIRED A TOTAL OF NEARLY 20

INDUSTRY MAN-YEARS AND, WHEN STACKED, THE COMBINED EARP, NEB AND OTHER DOCUMENTS ARE ABOUT 1.5 M (5 FT.) TALL. WHEN THE REGULATORY COMPLIANCE DOCUMENTS ARE COMPLETED WE EXPECT THE VOLUME OF PAPER WILL DOUBLE. TO PLACE THIS IN PERSPECTIVE, IN TERMS OF SIZE NORMAN WELLS IS A RELATIVELY SMALL PROJECT.

WE SUGGEST THAT A GREAT DEAL OF THE ENGINEERING, SOCIO ECONOMIC AND ENVIRONMENTAL BASELINE AND CONTROL DATA THAT IS SUBMITTED TO GOVERNMENT, AND QUESTIONED IN THE ASSOCIATED PUBLIC MEETINGS AND HEARINGS, IS ALREADY EFFECTIVELY CONTROLLED BY EXISTING REGULATIONS UNDER A NUMBER OF ACTS.

ACTS RELEVANT TO NORTHERN DEVELOPMENT PROJECTS

- ADULT OCCUPATIONAL TRAINING ACT
- AERONAUTICS ACT
- ANTI-DUMPING ACT
- CANADA LABOUR CODE
- CANADA LANDS SURVEYS ACT
- CANADA SHIPPING ACT
- CANADA WATER ACT
- CANADA WILDLIFE ACT
- CANADIAN HUMAN RIGHTS
- CLEAN AIR ACT
- DOMINION WATER POWER ACT
- ENVIRONMENTAL CONTAMINANTS ACT
- EXPLOSIVES ACT
- FISHERIES ACT
- FISHERIES & OCEANS RESEARCH ADVISORY COUNCIL ACT
- HISTORIC SITES AND MONUMENTS ACT
- ARCTIC WATERS POLLUTION PROTECTION
- IMMIGRATION ACT (1976)
- INDIAN ACT
- INTERNATIONAL BOUNDARY COMMISSION ACT
- LAND TITLES ACT
- MIGRATORY BIRDS CONVENTION ACT
- NATIONAL ENERGY BOARD ACT
- NATIONAL TRANSPORTATION ACT
- NAVIGABLE WATERS PROTECTION ACT
- OIL & GAS PRODUCTION & CONSERVATION ACT
- PUBLIC LANDS GRANTS ACT
- RADIO ACT
- TRANSPORT ACT
- UNEMPLOYMENT INSURANCE ACT
- NORTHERN INLAND WATERS ACT
- NORTHWEST TERRITORIES ACT
- TERRITORIAL LANDS ACT
- 23 TERRITORIAL ORDINANCES

ACTS RELEVANT TO NORTHERN DEVELOPMENT PROJECTS

WE HAVE IDENTIFIED THIRTY TWO FEDERAL ACTS THAT COULD HAVE SIGNIFICANT IMPACTS ON NORTHERN OPERATIONS. THESE DO NOT INCLUDE TERRITORIAL ORDINANCES WHICH NUMBER TWENTY THREE.

THE REGULATIONS ASSOCIATED WITH THESE ACTS ARE CONTROLLED BY VARIOUS DEPARTMENTS. THERE ARE MORE THAN 30 BOARDS, BRANCHES, DIVISIONS AND SERVICES UNDER DIAND ALONE, SUCH AS THE WATER BOARD, ARCTIC WATERS ADVISORY COMMITTEE, THE LAND USE ADVISORY COMMITTEE AND THE NORTHERN NON-RENEWABLE RESOURCES BRANCH.

WE WILL NOT ATTEMPT TO IDENTIFY ALL THE REGULATIONS BUT AS AN EXAMPLE I HAVE PREPARED A LIST OF REGULATIONS THAT APPLY TO ARCTIC SHIPPING, WHICH AS YOU KNOW, IS BUT ONE OF MANY ELEMENTS IN A TYPICAL DEVELOPMENT PROJECT.

EXAMPLE REGULATIONS - SHIPPING

- AIDS TO NAVIGATION PROTECTION REGULATIONS
- CLASSED SHIPS INSPECTION REGULATIONS
- LIFE SAVING EQUIPMENT REGULATIONS
- CREW ACCOMMODATION REGULATIONS
- DANGEROUS GOODS SHIPPING REGULATIONS
- FIRE DETECTION AND EXTINGUISHING EQUIPMENT REGULATIONS
- GARBAGE POLLUTION PREVENTION REGULATIONS
- GENERAL LOAD LINE RULES
- LOAD LINE REGULATIONS (SEA)
- HULL CONSTRUCTION REGULATIONS
- LIQUEFIED PETROLEUM GAS REGULATIONS
- MARITIME POLLUTION CLAIMS FUND REGULATIONS
- OIL POLLUTION PREVENTION REGULATIONS
- POLLUTANT SUBSTANCES REGULATIONS
- SAFE WORKING PRACTICES REGULATIONS
- SAFETY CERTIFICATE REGULATIONS
- SHIPPING INQUIRIES AND INVESTIGATIONS RULES
- STEAMSHIP MACHINERY CONSTRUCTION REGULATIONS
- STEAMSHIP MACHINERY INSPECTION REGULATIONS
- STEERING WHEELS INDICATORS AND TELLTALES REGULATIONS
- TACKLE REGULATIONS
- TONNAGE OF SHIPS ORDER

SHIPPING REGULATIONS

WE ARE CERTAIN THAT THE LIST OF REGULATIONS SHOWN HERE IS INCOMPLETE. NEVERTHELESS THERE ARE TWENTY-TWO SETS OF REGULATIONS RELATED TO NAVIGATION, CONSTRUCTION, POLLUTION AND SAFETY.

SIMILAR SETS OF REGULATIONS EXIST FOR THE CONSTRUCTION AND OPERATION OF PIPELINES. IN PIPELINE HEARINGS AND OTHER PUBLIC MEETINGS AND REVIEWS, RIVER CROSSINGS APPEAR TO DEMAND AN INORDINATE DEGREE OF ATTENTION. THE FACT THAT CROSSINGS ARE WELL REGULATED AND CONTROLLED IS SUPPORTED BY THE LOW FAILURE FREQUENCY AND MINOR IMPACTS. FOR EXAMPLE, ONE MAJOR CANADIAN PIPELINE OPERATOR HAS CONSTRUCTED NEARLY 1000 RIVER CROSSINGS OVER THE PAST 30 YEARS AND HAS NEVER EXPERIENCED A FAILURE. THE LINE SIZE FOR THESE CROSSINGS RANGES FROM 300 MM TO 760 MM (12 TO 30 IN.) AND THE DISTANCES FROM ABOUT 100 M TO 7 KM. (A FEW HUNDRED FEET UP TO FOUR MILES).

STREAMLINING APPROVALS/ CLEARANCE PROCEDURES

RECOMMENDATIONS

GOVERNMENT DEVELOPMENT POLICY

- **POLITICAL ISSUES**
 - INTERIM GUIDELINES
 - GOVERNMENT RESPONSIBILITY WITH INDUSTRY SUPPORT
- **LAND USE**
 - GUIDELINES / POLICIES
 - NEGOTIATION
 - ARBITRATION
 - NO UNREASONABLE DELAYS
- **DEVELOP, IF IMPACTS ACCEPTABLE**
- **APPROVAL IN PRINCIPAL**

APPROVAL PROCESS STREAMLINING RECOMMENDATIONS

IN SUMMARY, A CLEAR GOVERNMENT STATEMENT OF FRONTIER DEVELOPMENT POLICY IS DESIRABLE.

POLITICAL ISSUES RELEVANT TO A PROPOSED DEVELOPMENT PROJECT SHOULD BE ADDRESSED BY GOVERNMENT WITH THE NECESSARY INPUT FROM INDUSTRY. IF THE ISSUES CANNOT BE SETTLED IN THE NEAR TERM, GUIDELINES FOR SETTLEMENT NEGOTIATIONS COULD BE DEVELOPED BY GOVERNMENT FOR PUBLIC PRESENTATION IN THE INTERIM WHICH WOULD ALLOW DEVELOPMENT TO PROCEED IN TANDEM WITH THE NEGOTIATIONS.

LAND USE GUIDELINES AND POLICIES SHOULD BE ESTABLISHED IN ORDER FOR DEVELOPMENT TO PROCEED. THE FIRST STEP COULD BE ON THE BASIS OF COMPENSATION NEGOTIATIONS. HOWEVER, IT IS DESIRABLE THAT ARBITRATION PROCEDURES BE ESTABLISHED AS IS THE CASE IN THE PROVINCES, TO AVOID UNREASONABLE DELAYS IF NEGOTIATIONS FAIL.

WHEN A PROJECT IS REFERRED TO FEARO, THE INITIATING DEPARTMENT SHOULD PLAY A SUPPORTIVE

ROLE. THIS DOES NOT SUGGEST THE DEPARTMENT SHOULD NOT IDENTIFY OR QUESTION POTENTIALLY SERIOUS IMPACTS. ON THE OTHER HAND, THE DEPARTMENT SHOULD SUPPORT THE PROJECT BY ASSISTING IN THE DEVELOPMENT OF ALTERNATIVES, CONTROLS AND CONDITIONS, THAT WILL ENHANCE PROJECT ACCEPTABILITY.

WE SUGGEST THAT THE GOVERNMENT SHOULD RECONSIDER THE ORIGINAL PROCEDURE FOR APPROVALS ON NORTHERN OPERATIONS, THROUGH THE "APPROVAL IN PRINCIPLE" CONCEPT. AT SOME POINT IN TIME WHEN FEASIBILITY OF A SAFE OPERATION CAN BE DEMONSTRATED, AND BEFORE MILLIONS OF DOLLARS ARE INVESTED IN ENGINEERING AND DETAILED DEVELOPMENT PLANS, INDUSTRY NEEDS SOME ASSURANCE THAT FINANCIAL RESOURCES ARE NOT BEING WASTED BY SHELVING OR DELAYING A PROJECT FOR SEVERAL YEARS.

BEAUFORT SEA DEVELOPMENT SUMMARY

- **BEAUFORT VERY PROSPECTIVE**
- **MAJOR CANADIAN CRUDE SUPPLY SOURCE
(1990's)**
- **POSITIVE SOCIO-ECONOMIC IMPACT -
ALL REGIONS**
- **TECHNOLOGY DEVELOPED**
- **PIPELINE/TANKERS VIABLE
TRANSPORTATION SYSTEMS**
- **COULD DEVELOP STAGED DEVELOPMENT
CONCEPT**
- **ROOM TO STREAMLINE APPROVAL PROCESS**

SUMMARY COMMENTS

IN SUMMARY, THE BEAUFORT AREA APPEARS TO BE VERY PROSPECTIVE. WE BELIEVE THERE ARE SUFFICIENT RESERVES TO SUPPLY A SUBSTANTIAL VOLUME OF CRUDE OIL TO MEET THE CANADIAN DEMAND SCENARIO IN THE 1990's AND IN TURN HELP TO ENSURE OUR NATIONAL SELF SUFFICIENCY GOALS.

WE BELIEVE WE HAVE SHOWN THAT THERE ARE POSITIVE NET SOCIO-ECONOMIC BENEFITS TO ALL CANADIANS.

BOTH DEVELOPMENT AND TRANSPORTATION TECHNOLOGY IS ESSENTIAL IN PLACE. THIS TECHNOLOGY INCLUDES THE ENGINEERING AND THE PHYSICAL AND ENVIRONMENTAL SCIENCES REQUIRED TO CONTROL AND MANAGE IMPACTS TO AN ACCEPTABLE LEVEL.

WE HAVE PROVIDED YOU WITH A PROPOSAL TO CONSIDER A PHASED DEVELOPMENT CONCEPT WHICH WE BELIEVE HAS SOME DESIRABLE FEATURES. IT WOULD ALLOW ALL NORTHERNERS TO BECOME FAMILIAR WITH AND GROW WITH INDUSTRY AS IT EXPANDS IN THE NORTH.

FINALLY WE HAVE REVIEWED FOR YOU THE CLEARANCE AND APPROVAL PROCESS, WHERE WE BELIEVE THERE IS SOME ROOM FOR STREAMLINING AND IMPROVEMENT.

APPENDICE «17-A»

ESSO RESOURCES CANADA LIMITED

**«REGARD SUR L'EXPÉRIENCE ACQUISE PAR ESSO
RESOURCES DANS L'OUEST DE L'ARCTIQUE
ET RÉFLEXIONS SUR LA MISE EN VALEUR DES
RESSOURCES DE CETTE RÉGION»**

COMMUNICATION PRÉSENTÉE

**AU COMITÉ SPÉCIAL DU SÉNAT
SUR LE PIPELINE DU NORD**

LE 16 FÉVRIER 1982

OTTAWA

«Regard sur l'expérience acquise par l'Esso Resources dans l'Ouest de l'Arctique et réflexions concernant la mise en valeur des ressources dans cette région.»

Communication présentée au Comité spécial du Sénat sur le pipeline du Nord par la société Esso Resources Canada Limited

SOMMAIRE ADMINISTRATIF

Nous, les gens d'Esso, sommes bien heureux de pouvoir communiquer au Comité du Sénat sur le pipeline du Nord, nos réflexions sur la mise en valeur des ressources de l'Ouest de l'Arctique, notamment celles de la région de Beaufort.

Depuis la découverte du gisement de Norman Wells par Esso, en 1919, nous avons tracé 55 000 km de lignes sismiques et foré quelque 225 puits dans l'Ouest de l'Arctique. Soixante et un de ces puits ont été forés sur la terre ferme, dans la région du delta du Mackenzie, et 18 ont été forés au large des côtes, dans la mer de Beaufort. A ce jour, les dépenses engagées par Esso pour des sondages de prospection dans la région de Beaufort, se chiffrent à plus de 600 millions de dollars.

Après la découverte du gisement de Norman Wells, nous avons entrepris la mise en valeur du gisement et construit une raffinerie, ce qui nous permet d'alimenter les collectivités de la vallée du Mackenzie, depuis plusieurs années déjà.

La production actuelle du gisement de Norman Wells s'établit à environ 3 000 barils de pétrole par jour et on nous a récemment autorisés à porter cette production à près de 30 000 barils par jour. Un pipeline sera construit pour acheminer cette production jusqu'aux marchés du Sud à compter de l'été de 1985. Le pipeline ralliera le réseau pipelinier existant, à la hauteur de Zama Lake, pour permettre le transport du pétrole jusqu'à Edmonton.

Vers la fin des années 1960 et au début des années 1970, Esso a accru ses activités dans la région de Beaufort et dans d'autres régions de l'Arctique, notamment dans les îles de l'Arctique. Étant donné l'absence presque totale d'infrastructures dans l'Ouest de l'Arctique, il nous a d'abord fallu établir des bases logistiques centrales, pour soutenir les activités d'exploration. Esso a deux bases de soutien dans la région de Beaufort, l'une sur un poste abandonné de la ligne DEW, à l'extrémité sud de l'île Richards, et l'autre, près de Tuktoyaktuk, de l'autre côté de la baie. Parallèlement à nos travaux d'exploration, nous avons élaboré une technologie avancée dans les domaines de la sécurité, des transports, des activités en mer et de la gestion responsable des incidences socio-économiques et environnementales associées aux initiatives prises dans le Nord canadien.

Au début des années 1970, après environ sept années d'exploration sur la terre ferme, dans le delta du Mackenzie, Esso tournait son attention vers le large. Nous avons alors décidé d'effectuer les forages dans la mer de Beaufort à partir d'îles artificielles, parce que cette méthode s'avérait la plus sûre, permettait de minimiser les incidences environnementales et coûtait moins cher que toutes les autres options envisagées, compte tenu des profondeurs d'eau rencontrées jusqu'à la limite de nos concessions. En eau peu profonde, soit jusqu'à quinze pieds, on peut construire les îles en y apportant du gravier, par camion, durant l'hiver, ou en draguant lorsque la mer est libre. En eau plus profonde, la construction doit se faire l'été au moyen d'immenses dragueurs océaniques. A ce jour, nous avons construit dix-huit îles dans la mer de Beaufort, dans des eaux dont la profondeur varie de 5 à 60 pieds environ.

Pour mieux documenter les incidences possibles des travaux sur les baleines et autres formes de vie marine, Esso a entrepris un certain nombre de travaux de recherche dans une optique chimique, physique et biologique ainsi que certaines études d'observation. Par exemple, Esso étudie le comportement des baleines depuis une décennie déjà, afin de prévenir les incidences de ses travaux en mer sur la baleine et, par voie de conséquence, sur la chasse à la baleine. Ces données nous ont amené à modifier certaines activités, notamment la circulation des barges, durant les périodes critiques.

En plus des mesures concrètes prises pour protéger l'environnement, nous avons également continué à améliorer les moyens dont nous disposons, pour être à la hauteur de nos responsabilités socio-économiques dans le Nord. Les principes qui inspirent nos politiques socio-économiques visent à maximiser la participation des résidents du Nord, notamment au chapitre de l'emploi et du développement commercial. Depuis 1975, nous avons en moyenne embauché plus de cent résidents du Nord par année. En 1980 et 1981, l'embauche s'est établie respectivement à 146 et 153 résidents. Durant cette période, notre feuille de paie et nos achats de biens et services au niveau local ont évolué entre 7 millions et 18,5 millions de dollars (de 1981). Selon nous, ces chiffres démontrent que, par ses travaux, Esso Resources a fait et continue de faire un apport important aux collectivités du Nord.

Suite aux découvertes d'hydrocarbures faites dans la mer de Beaufort et annoncées récemment par un certain nombre d'exploitants, il importe d'envisager la possibilité et la pertinence de procéder à la mise en valeur des ressources de cette région. Nous croyons que la région de Beaufort peut nettement contribuer à la réalisation des objectifs canadiens en matière d'autonomie énergétique. Esso estime actuellement que le potentiel pétrolier ultime de la région de Beaufort s'établit à environ 6,3 milliards de barils, ce qui semble concorder avec les prévisions de la Commission géologique du Canada. Nous prévoyons que 60 p. 100 de ces réserves auront été découvertes vers l'an 2000.

Nous estimons également que si le gouvernement déclare sans équivoque son appui à la mise en valeur de ces ressources et simplifie le mécanisme des autorisations, un grand projet de mise en production pourrait être lancé vers la fin des années 1980 ou au début des années 1990. Le lancement d'un tel projet nécessitera bien entendu la mise en place d'un réseau de transport. Deux systèmes ont été envisagés: soit le recours au pipeline, soit le recours aux bateaux-citernes; nous croyons que les deux options sont viables. La principale différence se situe au niveau du coût par baril de pétrole livré aux marchés du Sud et de l'influence sur l'économie nationale au niveau de la fabrication (principalement au niveau des chantiers maritimes et des usines de canalisations, mais ceci touche également la commande de plusieurs autres biens et services).

Les dépenses d'exploration et de développement associées à un grand projet se situeraient dans la fourchette de 30 à 40 milliards de dollars (de 1981), pour la période courant de 1985 à l'an 2000. En période de pointe, un tel projet emploierait directement quelque 13 000 personnes, durant la construction du pipeline, et ce nombre se stabiliserait à environ 7 000 personnes, une fois le pipeline construit.

Les avantages économiques sont répartis à l'échelle de tout le Canada, dans toutes les provinces. Les mouvements de trésorerie varient d'un plancher de 0,5 milliard de dollars dans le cas du Manitoba, à un plafond de 13 milliards de dollars, dans le cas de l'Ontario.

En plus des retombées industrielles pour le Sud du Canada, le Nord profitera d'autres avantages substantiels. Entre 1990 et l'an 2000, de 2 000 à 3 400 emplois directs et indirects seront créés, et généreront une masse salariale de l'ordre de 20 à 40 millions de dollars par année.

Nous prévoyons dépenser de 150 à 200 millions de dollars par année pour l'acquisition de biens et services, par l'entremise d'entreprises du Nord. Nous prévoyons également une nette amélioration des infrastructures, notamment au niveau des écoles, des hôpitaux, des services sociaux, des loisirs, des transports et des communications. Les autres retombées prendront la forme de taxes et de redevances perçues par le gouvernement fédéral, et celles-ci se chiffreraient à 800 millions en 1990 et 1 700 millions de dollars en l'an 2000.

Nous croyons qu'un développement progressif, par étapes, pourrait présenter certains avantages, tout particulièrement en ce qui concerne la participation des collectivités du Nord; l'adoption d'un tel concept ferait qu'au départ, on entreprendrait un projet de développement sur une échelle plus réduite, à un taux de production d'environ 25 000 b/j, et la production serait acheminée jusqu'au marché en utilisant les réseaux de transport existants. Nous croyons qu'une telle démarche servirait de banc d'essai pour préparer le Nord à un grand projet de mise en valeur. Ce genre de projet à échelle réduite pourrait être entrepris de deux à quatre ans avant la réalisation d'un grand projet et fournirait des renseignements précieux sur lesquels on pourrait se baser pour réaliser le grand projet.

En bref, nous croyons que la région de Beaufort est très prometteuse et qu'elle deviendra une importante source d'approvisionnement en brut canadien au cours des années 1990. Nous croyons pouvoir gérer les incidences socio-économiques et environnementales de façon à maximiser les avantages socio-économiques nets tout en minimisant les incidences environnementales. La technologie nécessaire à la mise en valeur des ressources existe et nous estimons que le transport par pipeline ou par bateau-citerne est viable. L'adoption d'un programme de mise en valeur progressive pourrait s'avérer souhaitable et Esso offre son concours au gouvernement pour examiner cette voie. Si l'on veut que la mise en valeur des ressources de la région de Beaufort contribue à la réalisation des objectifs canadiens en matière d'autonomie énergétique, nous croyons qu'il faudra harmoniser et simplifier le mécanisme des autorisations et des contrôles.

INTRODUCTION

Nous sommes heureux de pouvoir rencontrer le Comité spécial du Sénat sur le pipeline du Nord.

Nous sommes également heureux de vous parler de l'expérience que nous avons acquise grâce à nos activités dans les T.N.-O., au cours des soixante dernières années et de vous faire part de certaines idées et réflexions concernant la mise en valeur des ressources de la région du Beaufort. Nous espérons également entendre les commentaires des honorables membres du Comité.

Pour répondre à votre invitation, nous vous ferons également part de notre sentiment sur l'efficacité du mécanisme actuel d'autorisation, en rapport avec la mise en valeur de la région de Beaufort.

Esso poursuit un programme d'exploration dynamique dans la région de Beaufort, depuis le milieu des années 1960. Durant cette période, Esso a nettement contribué au développement de la technologie des forages, de la construction et de la logistique, en milieu arctique.

Esso n'est pas peu fier du fait que le développement de cette technologie, amorcé vers la fin des années 1950, est attribuable à des efforts canadiens dans une proportion de plus de 90 p. 100, ce qui s'inscrit dans la politique gouvernementale actuelle concernant l'accroissement de l'expertise canadienne dans le domaine des forages sous-marins.

Nous sommes également fiers d'avoir réussi à intégrer les collectivités locales à nos programmes, conformément à leurs désirs.

Nous vous invitons à formuler vos commentaires, vos questions ou vos suggestions, au fur et à mesure.

ACTIVITÉS DE LA SOCIÉTÉ ESSO DANS L'OUEST DE L'ARCTIQUE RÉALISATIONS — EXPÉRIENCE ACQUISE — PROJETS

- RÉALISATION ET EXPÉRIENCE ACQUISE PAR LA SOCIÉTÉ ESSO
 - NORMAN WELLS
 - BEAUFORT
- ÉVOLUTION DE LA TECHNOLOGIE ET DE LA SCIENCE
 - ASPECTS TECHNIQUES - SUR LA TERRE FERME
 - ASPECTS TECHNIQUES - AU LARGE
 - ASPECTS ENVIRONNEMENTAUX
 - ASPECTS SOCIO-ÉCONOMIQUES
- ÉTAT DES TRAVAUX D'EXPLORATION DANS LA MER DE
BEAUFORT
 - DÉCOUVERTES
 - ÉVALUATION DES RÉSERVES
 - PRÉVISION DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE
 - PROJETS D'EXPLORATION DE LA SOCIÉTÉ ESSO
- PROFILS DE MISE EN VALEUR
- MÉCANISME DE RÉGLEMENTATION ET D'APPROBATION

LES GRANDES LIGNES

Nous vous parlerons aujourd'hui du rôle joué par Esso dans l'Ouest de l'Arctique. Nous parlerons de l'expérience acquise avec les années, suite aux travaux réalisés dans cet environnement physique et social unique, en nous référant spécifiquement aux régions de Norman Wells et de Beaufort.

Nous parlerons ensuite du développement de la technologie et de la science, nécessaire au soutien tant des programmes d'exploration de notre société, sur la terre et au large des côtes, qu'à la gestion des aspects environnementaux et socio-économiques de nos activités septentrionales.

Nous examinerons également l'évaluation des réserves de la région de Beaufort, telle qu'établie par Esso, et préciserons le rôle que peut jouer la région de Beaufort pour subvenir aux besoins éventuels du Canada. Nous vous donnerons également une vue d'ensemble de nos projets d'exploration actuels.

Nous vous présenterons ensuite diverses possibilités ou profils de mise en valeur, envisagés par Esso pour la région de Beaufort, projets qui devraient se traduire par l'exploitation sur une grande échelle des gisements de pétrole de la région de Beaufort.

Nous commenterons également les mécanismes de réglementation et d'autorisation, dans la mesure où ceux-ci influencent la planification de la mise en valeur, et nous terminerons avec certaines observations d'ordre général.

EXPÉRIENCE ACQUISE PAR ESSO DANS L'OUEST DE L'ARCTIQUE

• ACTIVITÉS DANS L'OUEST DE L'ARCTIQUE

- 55 000 KM DE LIGNES SISMQUES
- FORAGE DE 225 PUIITS

• RÉGION DE LA MER DE BEAUFORT SEULEMENT

- 61 PUIITS SUR LA TERRE FERME
- 18 PUIITS AU LARGE
- DÉPENSES DE PLUS DE \$600 MILLIONS

• DESCRIPTION DES INCIDENCES ENVIRONNEMENTALES

• GISEMENT DE NORMAL WELLS

- DÉCOUVERT EN 1919
- PRODUCTION: 450 M³/ JOUR
- PASSERA À 4 800 M³/ JOUR VERS 1985

EXPÉRIENCE ACQUISE PAR ESSO DANS L'ARCTIQUE

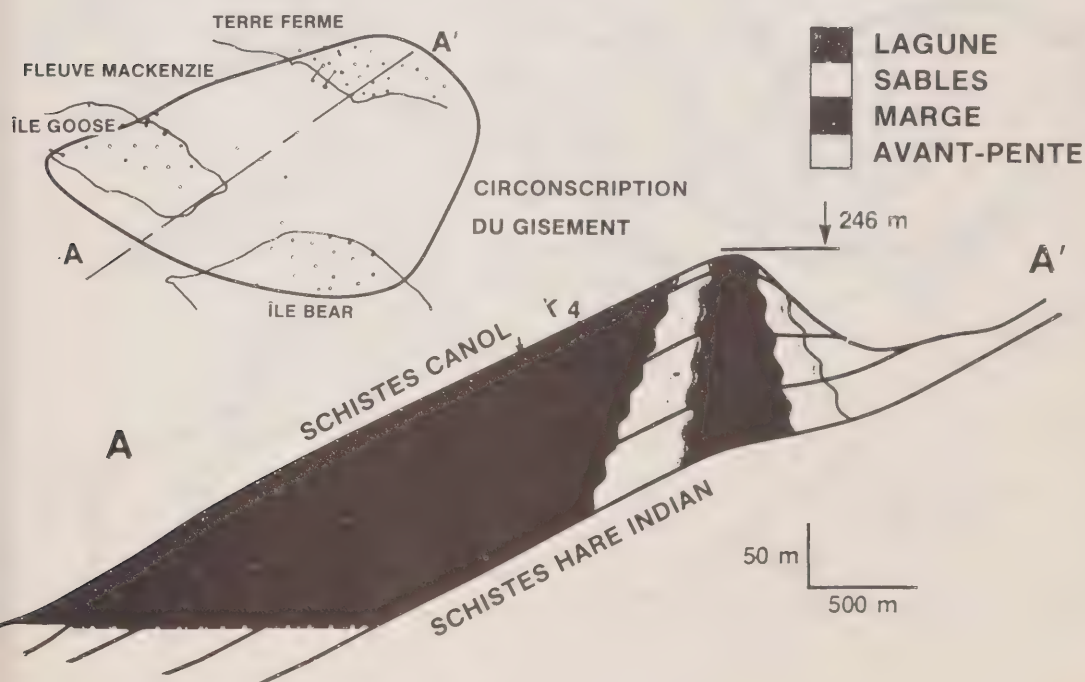
Depuis le forage du puits qui a permis de découvrir le gisement de Norman Wells, en 1919, Esso a établi plus de 55 000 km (34 000 milles) de lignes sismiques et foré 225 puits, au total, dans l'Ouest de l'Arctique. 79 de ces puits ont été forés dans la région de Beaufort et 18 l'ont été à partir d'îles artificielles construites dans la mer de Beaufort. Le total des dépenses engagées par Esso au titre de l'exploration dans la région de Beaufort, dépasse maintenant 600 millions de dollars.

Nous préparons actuellement avec le concours des sociétés Dome et Gulf une Déclaration des répercussions environnementales (une D.R.E.) qui sera soumise au Groupe d'examen et d'évaluation environnementale (le GEÉE), récemment désigné. Cette Déclaration devrait permettre d'identifier et de gérer les incidences environnementales et socio-économiques reliées à la mise en valeur des gisements d'hydrocarbures dans la région de Beaufort. Nous croyons comprendre qu'après l'examen public de la Déclaration, un peu plus tard au cours de l'année, le Groupe publiera ses conclusions au printemps de 1983.

Comme nous l'avons déjà dit, nos activités dans les T.N.-O. remontent à 1919, alors que nous avons procédé au forage du puits qui nous a permis de découvrir le gisement de Norman Wells. Nous avons ensuite procédé à l'exploitation du gisement et construit une raffinerie. Depuis longtemps, le gisement alimente plusieurs collectivités de la vallée du Mackenzie. La production de Norman Wells se chiffre actuellement à 450 m³ de pétrole par jour (m³/j) ou 2 800 barils de pétrole par jour (b/j). Nous commercialisons 140 millions de litres par année (0,9 million de barils) de mazout dans le Nord.

Au cours des années qui viennent, la production du gisement de Norman Wells sera portée à 4 800 m³/j (30 000 b/j). La raffinerie de Norman Wells poursuivra ses opérations mais la majeure partie de la production additionnelle sera acheminée vers les marchés du Sud grâce à un nouveau pipeline de 300 mm (12 pouces) qui ralliera Zama Lake; le pétrole empruntera ensuite le pipeline Rainbow existant, jusqu'à Edmonton. La société Interprovincial Pipeline (N.W.) Limited assurera la construction et l'exploitation du nouveau pipeline.

PROFIL DU PENDAGE GISEMENT DE NORMAN WELLS FLEUVE MACKENZIE N° 2 — TERRE FERME



RÉSERVES DE NORMAN WELLS

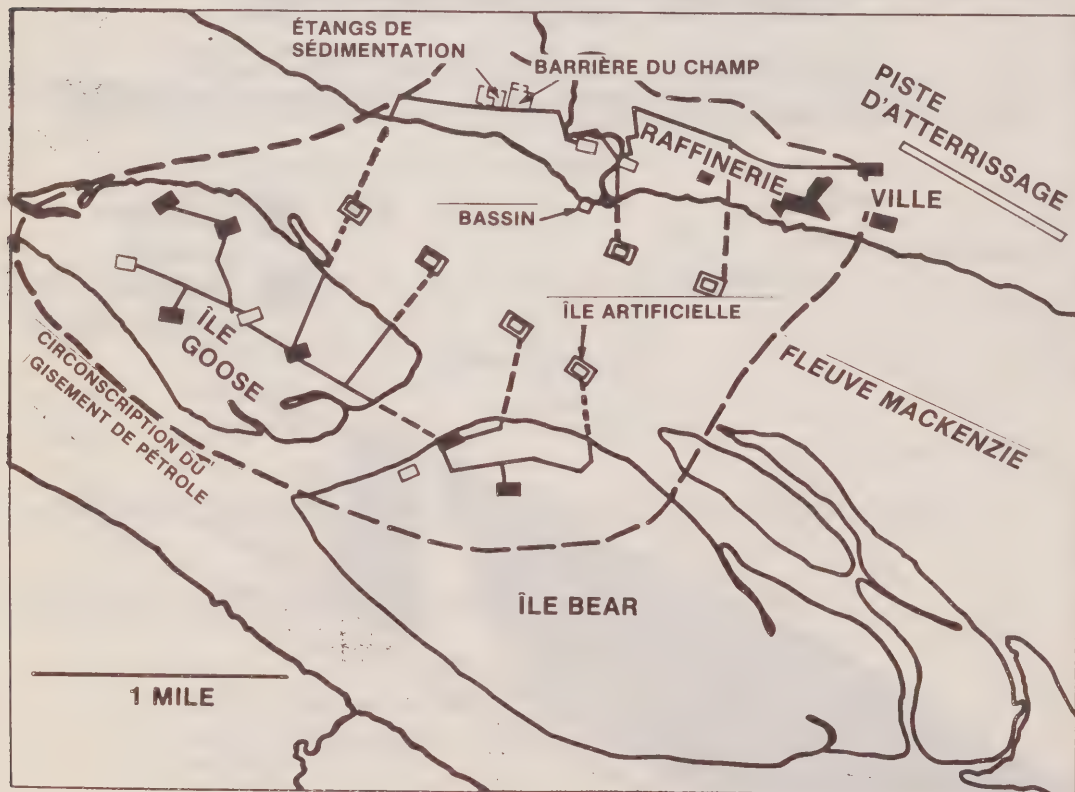
Le gisement de pétrole de Norman Wells se trouve directement sous le fleuve Mackenzie et moins de la moitié du gisement est accessible à partir de la terre ferme. La nappe a une largeur de 5 km (3 milles) et une longueur de 6,5 km (4 milles). Les réserves de pétrole sont contenues dans un banc de calcaire assez imperméable enfoui à une profondeur d'environ 250 m (900 pieds) sur la terre ferme et de 700 m (2 000 pieds) dans l'île Bear. Pour porter la production de 450 m³/j (2 800 b/j) à 4 800 m³/j, (30 000 b/j), on procédera au forage de 150 nouveaux puits, au cours des quatre prochaines années, et en entreprendra la récupération secondaire, par injection d'eau, à l'échelle de tout le gisement.

On construira six îles artificielles près du rivage du fleuve Mackenzie et on y montera des plates-formes de forage, au beau milieu du fleuve, pour y forer la plupart des nouveaux puits.

Nous estimons que le réservoir renferme 95 millions de m³ (600 millions de barils) dont moins de 16 millions de m³ (100 millions de barils) peuvent être récupérés sans programme d'expansion. Le programme d'expansion prévu permettra de porter la récupération à environ 40 millions de m³ (250 millions de barils) tout en accroissant également la conservation du gaz naturel produit en même temps que le pétrole et dont la plus grande partie est actuellement flambée à la tête du puits.

RÉGION DE NORMAN WELLS

EXPANSION DU GISEMENT DE PÉTROLE DE NORMAN WELLS



INSTALLATIONS AU GISEMENT DE NORMAN WELLS

Les îles artificielles qui seront construites dans la rivière ont été conçues pour résister aux conditions environnementales les plus rigoureuses qui se manifestent au printemps, au moment de la débâcle. On pourra forer jusqu'à 17 puits, à partir d'une île. Les îles seront construites avec du sable et du gravier prélevé sur place.

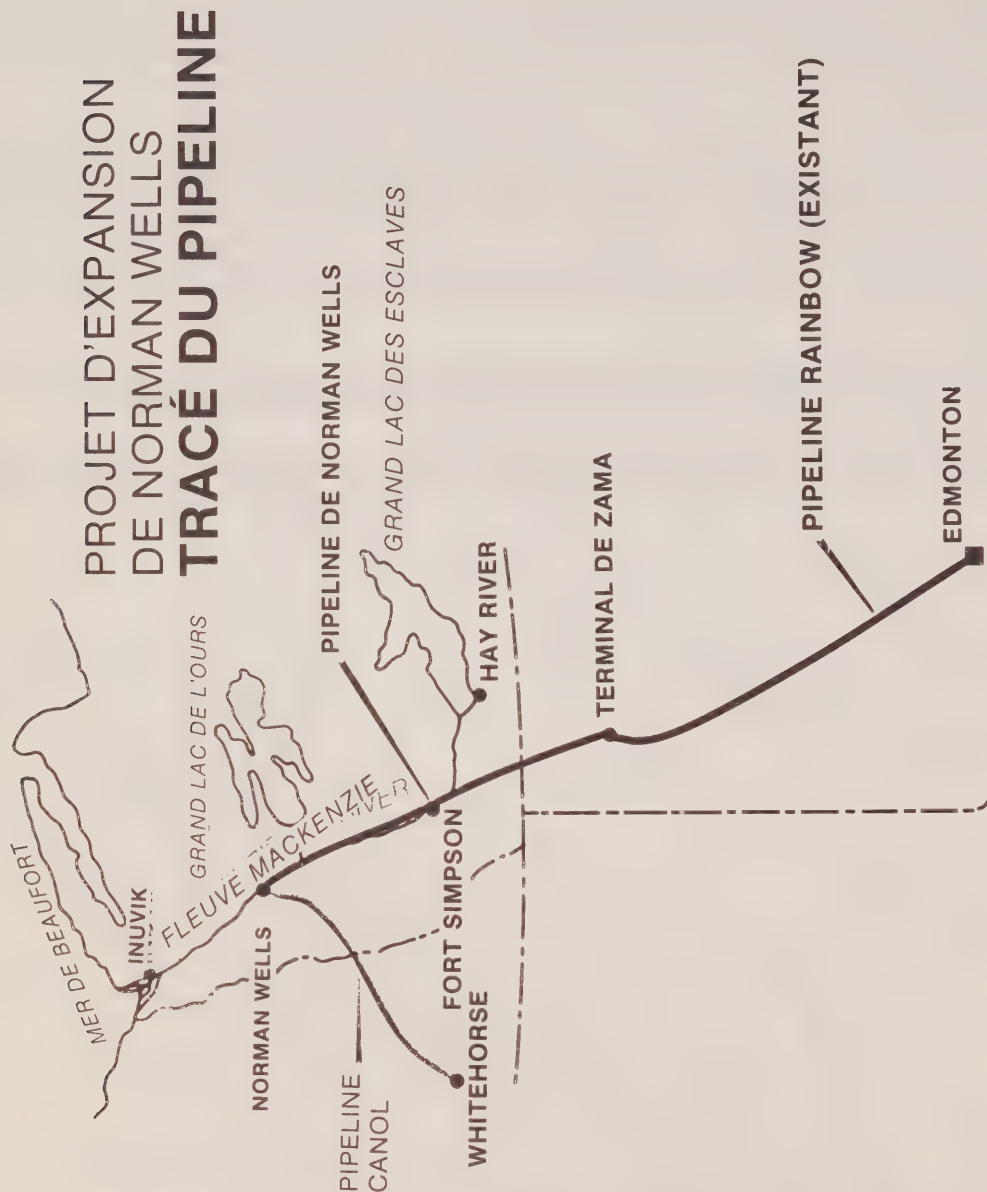
Le pipeline sera enfoui dans le lit du fleuve pour le protéger contre le labour des glaces et l'érosion. Le réseau pipelinier en place comprend un groupe de lignes qui permettent de transporter séparément du pétrole, de l'eau, du gaz et des câbles servant à transporter de l'électricité.

L'usine de traitement centrale, aménagée sur la terre ferme, comprendra une unité de stabilisation du brut de 5 000 m³/j (30 000 b/j), une usine de gaz de 425 000 m³/j (15 MMpi³/j), une unité d'injection d'eau de 6 400 m³/j (40 000 b/j), et une centrale d'électricité de 15 MW (20 000 HP). L'usine de gaz permettra de récupérer environ 50 p. 100 des fractions de propanes supérieurs, et les 350 m³/j (2 200 b/j) de liquides de gaz naturel obtenus seront expédiés par lots, par le réseau pipelinier, jusqu'à Edmonton, pour y être fractionnés.

Esso a également élaboré des plans détaillés pour que le projet favorise le plus possible la participation des résidents du Nord. La société a notamment prévu des programmes de sensibilisation culturelle, des programmes de recrutement et de formation, une attention particulière aux appels d'offres pour s'assurer que l'envergure des travaux corresponde aux moyens des entrepreneurs du Nord.

Au chapitre de la formation, Esso a prévu des programmes de formation pré-emploi, des programmes de formation sur le tas et des cours spéciaux d'initiation à la surveillance; ces programmes sont accessibles à tous les employés de la société. Les progrès des employés sont revus régulièrement pour assurer le développement de ceux-ci.

Esso a également élaboré plusieurs autres politiques de travail pour encourager la participation des résidents du Nord. Celles-ci comprennent notamment l'établissement de programmes de travail basés sur le roulement des équipes, l'embauche au niveau local, la création de catégories spéciales d'employés, le transport des employés et la prestation de services d'orientation et de conseils.



PIPELINE DE NORMAN WELLS

Ainsi que nous l'avons déjà mentionné, on construira un pipeline de 300 mm (12 pouces) entre Norman Wells et Zama Lake, dans le Nord de l'Alberta, pour rallier le pipeline Rainbow existant. La société Interprovincial PipeLines (NW) Ltd. exploitera le pipeline, qui sera sa propriété.

Le pipeline sera enfoui et le pétrole brut sera maintenu à la température du sol ambiant, ce qui permettra de minimiser la fonte du pergélisol et les dangers de fuite.

La construction du pipeline commencera en 1983, conformément aux autorisations gouvernementales, et la mise en service du pipeline est prévue pour l'été de 1985.



CAMP DE BASE BAR «C», DE LA SOCIÉTÉ ESSO

Vers la fin des années 1960 et au début des années 1970, en plus de ses activités à Norman Wells et dans la région de Beaufort, Esso a également entrepris des travaux dans d'autres régions de l'Arctique, notamment dans les îles de l'Arctique. L'expérience acquise dans toutes ces régions nous a permis d'élaborer une technologie propre à l'Arctique, qui nous a permis de poursuivre nos activités de façon responsable. Nous aimerions maintenant revoir certains de ces développements technologiques. Ces images vous permettront également de vous familiariser avec le genre de terrain rencontré, les innovations apportées au matériel et les pratiques d'exploitation qui ont été mises au point pour rendre nos opérations efficaces et rentables et pour minimiser les incidences environnementales de ces entreprises.

Étant donné l'absence presque totale d'infrastructures dans le territoire de l'Ouest de l'Arctique, il a d'abord fallu établir une base logistique centrale pour assurer le soutien quotidien des chantiers de forage et stocker le matériel nécessaire. Nous avons établi deux bases de ce genre dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, l'une à «Bar C», à l'extrémité sud de l'île Richards, et l'autre, près de Tuktoyaktuk, de l'autre côté de la baie. On voit ici la base «Bar C», aménagée sur un emplacement abandonné de la ligne Dew, à environ 100 km (60 milles) au nord d'Inuvik.

Cette base nous a permis de soutenir les forages d'exploitation faits dans la partie nord du delta de même que les chantiers des îles artificielles construites en eau peu profonde, dans les baies Mackenzie et Shallow. La base a été fermée en 1979, suite à une consolidation de nos opérations à la base de Tuktoyaktuk.

Toutefois, l'aire de stockage, le camp et le parc de citernes, lequel comprend un grand réservoir de 7 000 m³ (1,8 million de gallons) et trois petits réservoirs, sont encore en place.

Cette base peut facilement être réactivée si le niveau d'activité dans cette région le justifie.



BASE DE TUK, DE LA SOCIÉTÉ ESSO

Voici la base aménagée à Tuktoyaktuk par la société Esso. On peut voir, au fond, par-delà le port, du côté de la mer, l'agglomération de Tuktoyaktuk, le poste de la ligne Dew et les bassins de la Northern Transportation Co..

Nous avons amélioré les installations de Tuk, ces dernières années; en effet, il a fallu aménager des installations portuaires supplémentaires pour soutenir la construction des îles artificielles dans les eaux plus profondes de la mer de Beaufort. A la fin de 1981, nous avons inauguré un nouveau camp de 75 lits, comprenant onze bureaux, cuisine, salles de loisirs, sauna et bains tourbillons. Les chambres sont partagées par deux personnes, et chaque chambre a sa salle de bains.

La base de Tuk sert de terminal pour le déchargement du matériel destiné à la construction des îles artificielles et pour le stockage des tubes, des tiges et des boues de forage et autres matériaux. Le gros réservoir blanc, d'une capacité de 7 000 m³ (1,8 million de gallons), sert au stockage du diésel alors que les cinq petits réservoirs de 130 m³ (35 000 gallons) servent au stockage de l'essence et du carburéacteur.

La base comprend également un atelier de mécanique, un entrepôt de pièces et un entrepôt général.

La piste d'atterrissage permet d'accueillir les Twin Otter et d'autres appareils semblables.

Au moment où cette photo a été prise, le derrick n° 3 faisait l'objet d'une remise en état complète.

Nous aimerions maintenant attirer votre attention sur certaines techniques mises au point pour soutenir notre programme de forage, en commençant tout d'abord par les travaux exécutés sur la terre ferme.



CHANTIER DE FORAGE KIMIK, ESSO

Voici l'aspect que présente un chantier de forage, l'hiver, sur la péninsule de Tuk. Il s'agit du type de chantier le moins compliqué pour nous. Il suffit de voir à ce que les déplacements sur terre n'endommagent pas indûment la toundra (ce tampon isolant qui empêche la fonte du pergélisol, l'été), et d'assurer la sécurité du personnel dans cet environnement assez peu hospitalier.

Ce chantier, le Imp IOE Kimik D-29, se trouve à environ 30 km (20 milles) au nord-est de Tuktoyaktuk, et il a donc fallu aménager une longue piste, sur terre, au cours de l'hiver, pour transporter le derrick, depuis le camp de base.

On a tout simplement nivelé la surface gelée de la toundra avant d'y monter le derrick et les installations connexes. On a creusé une fosse pour recevoir les fluides de forage excédentaires, en dynamitant le pergélisol; la fosse est utilisée durant les travaux de forage. Une fois le puits achevé, la fosse est comblée et le sol se fond au pergélisol ambiant. Les chantiers reçoivent la visite des inspecteurs du gouvernement et de la société qui contrôlent la qualité des travaux de nettoyage.



CHANTIER MAYOGIAK, ESSO

Voici un type de chantier qui présente un coefficient de difficulté un peu plus élevé, sur le plan de la gestion, car le forage se fait au printemps, au moment de la débâcle, et se poursuit durant l'été. On voit ici le chantier de Mayogiak, en été; il s'agit d'un petit gisement de pétrole découvert sur la péninsule de Tuk, à environ 10 km (6 milles) à l'est de Tuktoyaktuk.

Pour endommager le moins possible la toundra, un tampon de gravier d'une épaisseur de 1 à 1,5 m (de 3 à 5 pieds) est déposé sur la toundra, avant d'y aménager la tour de forage et le camp, et un chemin de gravier relie les deux tampons. La tour de forage et le camp reposent sur des pilotis de bois, enfoncés dans le pergélisol gelé, pour mieux protéger la toundra. Le gravier est amené sur place et les piliers sont enfoncés avant la débâcle du printemps, alors que la toundra est encore gelée. Le carburant est stocké et protégé par une berme dotée d'un revêtement de plastique, qui permet de contenir les déversements accidentels de carburant.



VÉHICULES UTILISÉS DANS L'ARCTIQUE

Nous avons essayé plusieurs genres de véhicules dans l'Arctique et nous avons modifié des véhicules conçus pour des climats méridionaux de façon à en tirer un bon rendement dans l'Arctique. Les véhicules illustrés ici ont été choisis pour l'Arctique en raison de la faible pression qu'ils exercent sur le sol, ce qui permet de minimiser les perturbations lorsqu'ils se déplacent sur la toundra gelée. On les nomme familièrement «camions du désert». Il s'agit essentiellement de camions plats de 27 tonnes (30 tons) à 6 roues motrices pouvant atteindre une vitesse de pointe de 40 km/h (25 milles à l'heure). Munis de pneus à losanges conçus pour le sable, d'un diamètre d'environ 1,5 m (5 pieds) et d'une largeur de 0,75 m (2 pieds et demi), ces véhicules donnent de très bons résultats dans la neige sèche.

Les traîneaux Otaco remorqués par le camion ont été conçus à Orillia (Ontario), à l'intention de la Marine américaine qui prévoyait les utiliser dans l'Antarctique. Ils ont donné d'excellents résultats dans l'Arctique pour transporter divers types de fret. Les plates-formes des traîneaux ressemblent à celles des camions et elles sont construites à Edmonton. D'une capacité nominale de 27 tonnes (30 tons), le traîneau peut transporter des charges pouvant atteindre 45 tonnes (50 tons). Les skis spéciaux, ou patins, ont une largeur de 800 mm (32 pouces) et ont une légère forme de V pour empêcher le traîneau de déraper sur la glace.



VÉHICULE SUR CHENILLES POUR LES DÉPLACEMENTS TERRESTRES DANS L'ARCTIQUE

Ce véhicule à chenilles de 27 tonnes (30 tons), le Foremost, peut se déplacer sur des sols meubles et des banes de neige, l'hiver, là où il n'y a pas de route. Tout comme le camion du désert, les larges chenilles ont été conçues pour effleurer le terrain, de façon à endommager le moins possible la toundra. Ces véhicules sont fabriqués à Calgary. Esso a fait l'acquisition des prototypes de ces véhicules et a travaillé étroitement avec le fabricant à toutes les étapes de la conception, de la mise à l'essai et du développement.

Voici un de ces véhicules Foremost, sur un canal gelé du fleuve Mackenzie; il remorque plusieurs traîneaux chargés de bois d'œuvre local qui sera utilisé comme pilotis pour asseoir un chantier de forage d'été.

On peut discerner à l'arrière le fourgon de queue, ou camp autonome, monté sur ski, qui peut servir d'abri aux conducteurs, lorsque ceux-ci sont en déplacement ou encore durant les grosses tempêtes qui balayent l'Arctique.



VÉHICULE SUR COUSSIN D'AIR

Au milieu des années 1970, Esso a mis à l'essai des véhicules sur coussin d'air, pour assurer le soutien des chantiers éloignés au moment de la débâcle du printemps et du gel d'automne, alors qu'on ne peut utiliser ni le bateau ni les chemins de glace. Ce véhicule, le Hovercraft SRN6, se déplace ici sur un canal du delta du Mackenzie. Le véhicule a servi au transport des personnes, du fret léger et des victuailles.

Malheureusement, les frais d'entretien extrêmement élevés et le temps nécessaire aux réparations mécaniques se sont avérés les principaux désavantages de ce véhicule. La glace brisée et les aspérités du terrain déchirent les jupes qui retiennent l'air. A cause de ces problèmes techniques, ce véhicule a été remplacé par l'hélicoptère et le bateau.



CONSTRUCTION DE L'ÎLE SARPIK

Après environ sept ans de forage de prospection sur la terre ferme, Esso a tourné son attention vers la mer de Beaufort, vers le large, au début des années 1970. Nous avons préféré l'île artificielle aux autres options viables parce que ce moyen était le plus sûr, le moins dommageable sur le plan environnemental et le moins coûteux pour forer dans des eaux d'une profondeur inférieure à 25 m (80 pieds). Nous avons construit des îles tant en hiver qu'en été. Habituellement, la construction, en hiver, se limite aux eaux peu profondes.

L'hiver, on construit des îles en transportant du gravier par camion, sur des chemins de glace; le gravier provient de gravières sur la terre ferme. La technologie et le matériel mis au point par le personnel chargé des opérations, à la société Esso, ont été largement utilisés pour ce type de construction.

L'île artificielle Sarpik, que l'on voit ici, a été aménagée dans environ 5 m d'eau (16 pieds) et a été construite avec du gravier prélevé dans l'île Richards et transporté par camion sur une distance de 120 km (80 milles). Il a fallu quelque 115 000 m³ (150 000 verges cubes) de gravier pour construire l'île.

La méthode de construction utilisée était la suivante: on a commencé par enlever la glace, au point central de l'île, comme l'indique l'illustration. Pour couper la glace, on utilise une espèce de grande scie à chaîne montée sur un tracteur; en anglais, cette machine est appelée familièrement "Ditch-Witch". On utilise ensuite une grue pour dégager les blocs de glace libérés. Les camions déversent le gravier près du trou et les béliers mécaniques y poussent le gravier. Les blocs de glace de 3,6 tonnes (4 tons) sont chargés sur des camions et éparpillés dans le voisinage, de façon à éviter une surcharge localisée de la glace qui pourrait provoquer une rupture.

Comme cette île se trouve au-delà de la faille de marée active, où la glace n'est pas gelée jusqu'au fond, il a fallu assurer une alerte à la glace tout le long du chemin de charroi. A un endroit, il a fallu recourir à un pont Bailey pour franchir une fissure inondée, suite à la pression exercée par les lourdes charges.



DRAGUEUR «BEAVER MACKENZIE»

A mesure que nous avançons en eau plus profonde, le volume de sable nécessaire pour la construction des îles s'est multiplié. Il a donc fallu accroître notre capacité de dragage pour mener à bien la construction des îles durant la brève période où les eaux sont libres. Le moyen le plus efficace s'est avéré un gros dragueur à succion stationnaire. On voit ici le «Beaver Mackenzie» qui prélève du sable au fond de la mer pour la construction de l'île artificielle Arnak, dans 8 mètres d'eau (28 pieds). Ce dragueur a une capacité maximale de 4 000 m³ (5 200 verges cubes) l'heure. Le dragueur est relié à un pipeline flottant de 96 cm (36 pouces), d'une longueur de 700 m. (2 300 pieds), qui permet de transporter la boue jusqu'au chantier. Le pipeline, fait de sections alternées de caoutchouc et d'acier, peut absorber le choc des vagues et des courants. D'épais colliers remplis de mousse de styrène maintiennent le pipeline à la surface de l'eau.

L'île Arnak, qui a nécessité 750 000 m³ de sable, a été construite en moins de trente jours, grâce à cette méthode.



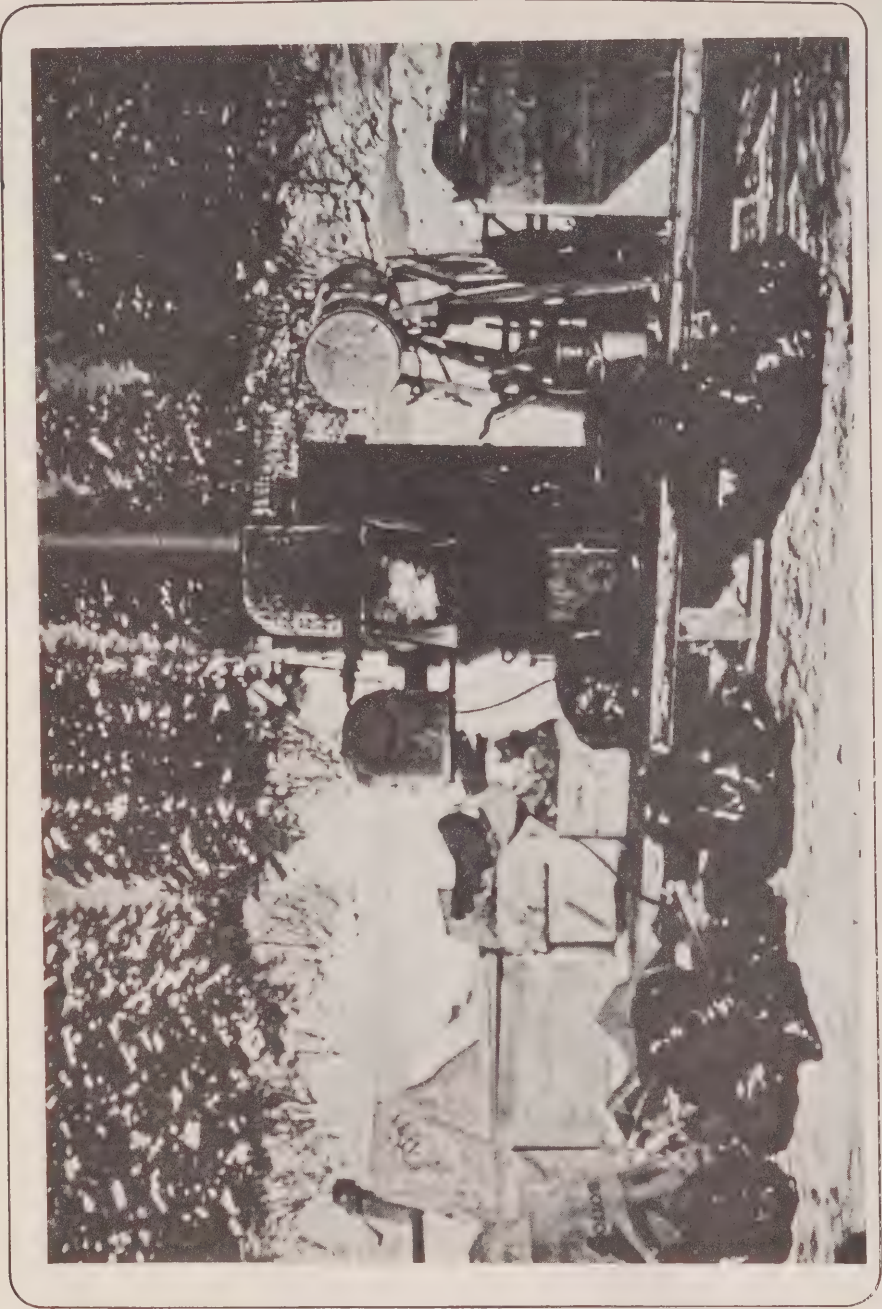
ÎLE ISSUNGNAK

L'île artificielle Issungnak, que l'on voit ici, est la plus importante des 18 îles que nous avons construites jusqu'ici. Aménagée dans 19 mètres d'eau (62 pieds), sa construction a nécessité 5,1 millions de mètres cubes (6,7 millions de verges cubes) de sable.

Le plan de travail de l'île a un diamètre de 140 m (460 pieds) et se trouve à 6 m (20 pieds) au-dessus du niveau de la mer. Une plage tampon et 14 000 gros sacs de sable disposés autour du périmètre de l'île la protègent contre l'érosion des vagues.

A cause de la glace d'hiver, les travaux de construction des îles par dragage sont limités à la période relativement courte où les eaux sont libres, en été, période qui s'étend sur 80 jours à peine. La construction de l'île Issungnak, entreprise en 1978, a été achevée l'été suivant. Une tour de forage y a été amenée en décembre et le puits, qui a permis une découverte, a été achevé à la fin de juin 1980. L'île a été maintenue tout au long de l'été de 1980 pour permettre le forage d'un deuxième puits, pour mieux évaluer le gisement découvert. Le forage du deuxième puits a été achevé au printemps de 1981.

Nos projets d'exploitation prévoient une évaluation plus poussée de cette découverte.



NETTOYAGE DE L'ENVIRONNEMENT

Même si la chose peut sembler insignifiante, un autre problème opérationnel dans l'Arctique vient de la nécessité de procéder à une évacuation efficace des ordures et des déchets de façon à bien contrôler l'influence de nos activités sur l'environnement.

Avant 1971, des équipes sismiques avaient laissé des ordures sur la toundra, ordures qui avaient été camouflées par la neige, l'hiver, mais qui étaient vite réapparues au cours de l'été après avoir été dispersées ou entraînées par le vent sur la toundra. A l'été de 1971, une grande campagne de nettoyage a été entreprise et les équipes de nettoyage ont recueilli, incinéré ou enfoui presque tous les déchets qui ont pu être repérés grâce à des cartes ou à partir d'hélicoptères.

Trois prototypes d'incinérateurs montés sur traîneau et alimentés au mazout, ont été conçus et transportés par barge dans le Nord, pour résoudre le problème de l'évacuation des ordures lors des levés sismiques. Ces incinérateurs ont permis d'éliminer les déchets de papier, de carton et de bois d'œuvre et les ordures ménagères. Les cendres ont été versées dans des trous d'un diamètre de 300 mm (12 pouces), forés jusqu'à la profondeur de 4,5 m (15 pieds) dans le pergélisol. Une fois les opérations terminées, les trous sont comblés. Les rebuts métalliques comme les mèches de forage et les autres rebuts qui refusent de brûler sont transportés vers des décharges autorisées.

Les chantiers de forage et les camps de base ont vite adopté les incinérateurs et cette méthode d'évacuation a été imposée à toutes les entreprises, dans le Nord.

Comme vous l'avez sans doute observé, plusieurs des techniques novatrices sus-décrites utilisées par Esso pour ses activités sur la terre ferme, dans l'Arctique, ont été conçues de façon à atténuer ou à éliminer les dommages causés à l'environnement terrestre. La faune constitue également un autre sujet de préoccupation important dans une perspective environnementale.

ESSO RESOURCES CANADA LIMITED

DELTA DU MACKENZIE — MER DE

BEAUFORT

ÉTUDES SUR LA BIOLOGIE MARINE

- **OBSERVATION ET RECHERCHE SUR LE BÉLOUGA**
- **RECHERCHE SUR LA BALEINE FRANCHE**
- **RECHERCHE SUR LE PHOQUE**
- **REPÉRAGE ET ÉLOIGNEMENT DE L'OURS POLAIRE**
- **RELEVÉ DES OISEAUX DE MER**
- **RECHERCHE SUR LE DRAGAGE**
- **OCÉANOGRAPHIE**
- **BIBLIOGRAPHIE ANNOTÉE**

ÉTUDES SUR LA BIOLOGIE MARINE

Depuis le lancement des travaux d'exploration dans l'estuaire du fleuve Mackenzie et dans la mer de Beaufort, on s'inquiète des incidences des travaux sur les baleines, les ours polaires, les oiseaux de mer, les poissons et autres ressources marines. Esso a donc entrepris plusieurs travaux d'observation et de recherche tant dans une optique chimique que physique et biologique. Ces études visaient notamment les incidences des travaux de construction des îles, des forages, de la circulation du matériel de soutien et des autres activités, sur la flore et la faune. Les études fournissent également les données de base nécessaires à l'évaluation des incidences et à l'identification des principales répercussions des activités. La plupart des études ont été réalisées avec le concours de scientifiques du gouvernement canadien et d'autres sociétés qui poursuivent des travaux dans la région de Beaufort. Les services de spécialistes des questions environnementales ont été retenus pour effectuer la plus grande partie du travail sur le terrain.

Voyons maintenant quelques-uns de ces travaux.

Esso reconnaît que la chasse au bélouga dans l'estuaire du Mackenzie, est très importante pour les Inuit, pour des motifs d'ordre culturel, social et alimentaire. Au cours de la dernière décennie, Esso a poursuivi ses travaux d'observation sur les bélougas, pour prévenir les répercussions adverses des travaux d'exploration sous-marine sur le bélouga et, partant, pour les Inuit qui chassent ce mammifère. Nous avons utilisé les conclusions de ces études pour établir le programme des activités clés, notamment la circulation des barges, de façon à éviter les répercussions sur la chasse à la baleine. Les rapports annuels préparés par nos experts-conseils spécialisés dans les questions environnementales, concluent que nos activités n'ont pas eu d'influence manifeste sur le bélouga ou sur les chasseurs et que le parc de mammifères est bien conservé. Nous croyons que les mesures prises par Esso pour éviter les zones sensibles et modifier ses opérations ont sans doute nettement contribué à prévenir les répercussions adverses sérieuses. Nos études ont également permis d'élargir nettement le champ des connaissances sur les populations et les habitudes des bélougas. A plusieurs reprises, Esso a repris les résultats de ces études avec les représentants des agglomérations locales et des divers organismes intéressés à l'environnement.



VIE MARINE DANS LA RÉGION DE BEAUFORT

En plus des études sur les bélougas, les travaux de recherche ont surtout porté sur d'autres espèces importantes, notamment sur les baleines franches, les phoques, les ours polaires, les oiseaux de mer et les poissons. Ces travaux avaient pour objet de mieux documenter l'importance, la répartition et la vulnérabilité de chaque groupe aux travaux d'exploration sous-marine.

Une étude intitulée «Les ressources biologiques du sud de la mer de Beaufort, du golfe d'Amundsen, du nord du delta du Mackenzie et des régions côtières avoisinantes - bibliographie annotée» a été préparée récemment par Esso avec le concours des sociétés Gulf, Dome, Shell et Petro-Canada. Il s'agit d'une bibliographie complète de la documentation publiée et inédite et cet ouvrage facilitera le travail d'évaluation des répercussions des travaux de mise en valeur des gisements de pétrole et de gaz au large des côtes canadiennes, dans la mer de Beaufort. Nous savons tous que sans une bonne gestion de la mise en valeur, les répercussions directes sur la faune pourraient avoir des incidences indirectes tant sur le plan socio-économique que sur le mode de vie des chasseurs et des piégeurs et de leurs familles. Bien entendu, en regard des possibilités d'incidences adverses, les projets de l'industrie pétrolière dans la mer de Beaufort offrent par ailleurs plusieurs avantages sociaux et économiques importants. Vu l'importance de ces incidences, Esso s'est engagée à appliquer des politiques dynamiques et souples et à réaliser des programmes dans le domaine socio-économique de façon à compléter les programmes physiques de construction et de forage.

POLITIQUES SOCIO-ÉCONOMIQUES DE LA SOCIÉTÉ ESSO

- **MAXIMISER LA PARTICIPATION DES RÉSIDANTS DU NORD**
 - À L'EMPLOI
 - AU DÉVELOPPEMENT COMMERCIAL
- **ASSURER DES RETOMBÉES POUR LA COLLECTIVITÉS**
- **PRÉVOIR UNE MISE EN VALEUR EFFICACE**
 - DANS UNE PERSPECTIVE ENVIRONNEMENTALE
ET SOCIO-ÉCONOMIQUE
 - POUR ATTÉNUER LES INCIDENCES ADVERSES
ET MAXIMISER LES RETOMBÉES POUR LE NORD

POLITIQUES SOCIO-ÉCONOMIQUES ADOPTÉES PAR ESSO

Le principe qui inspire la gestion des aspects socio-économiques de nos activités, vise à encourager le plus possible les collectivités du Nord à participer à nos activités, tant au niveau de l'emploi que du développement commercial. Lorsque c'est possible, nous donnons aux collectivités l'occasion de tirer parti des travaux d'exploration et de développement des gisements pétroliers et gaziers, de façon à permettre l'amélioration des infrastructures. Nous prenons toutes les mesures raisonnables pour assurer l'exécution de programmes efficaces, dans le but d'atténuer les incidences environnementales et socio-économiques et les répercussions adverses et de maximiser les retombées pour le Nord.

Pour démontrer l'efficacité de nos politiques de mise en valeur dans l'Ouest de l'Arctique, nous avons préparé ce tableau qui illustre l'évolution de l'embauche et des dépenses faites par Esso, entre 1975 et 1981.

ESSO RESOURCES CANADA LIMITED AVANTAGES SOCIO-ÉCONOMIQUES - T.N.-0.

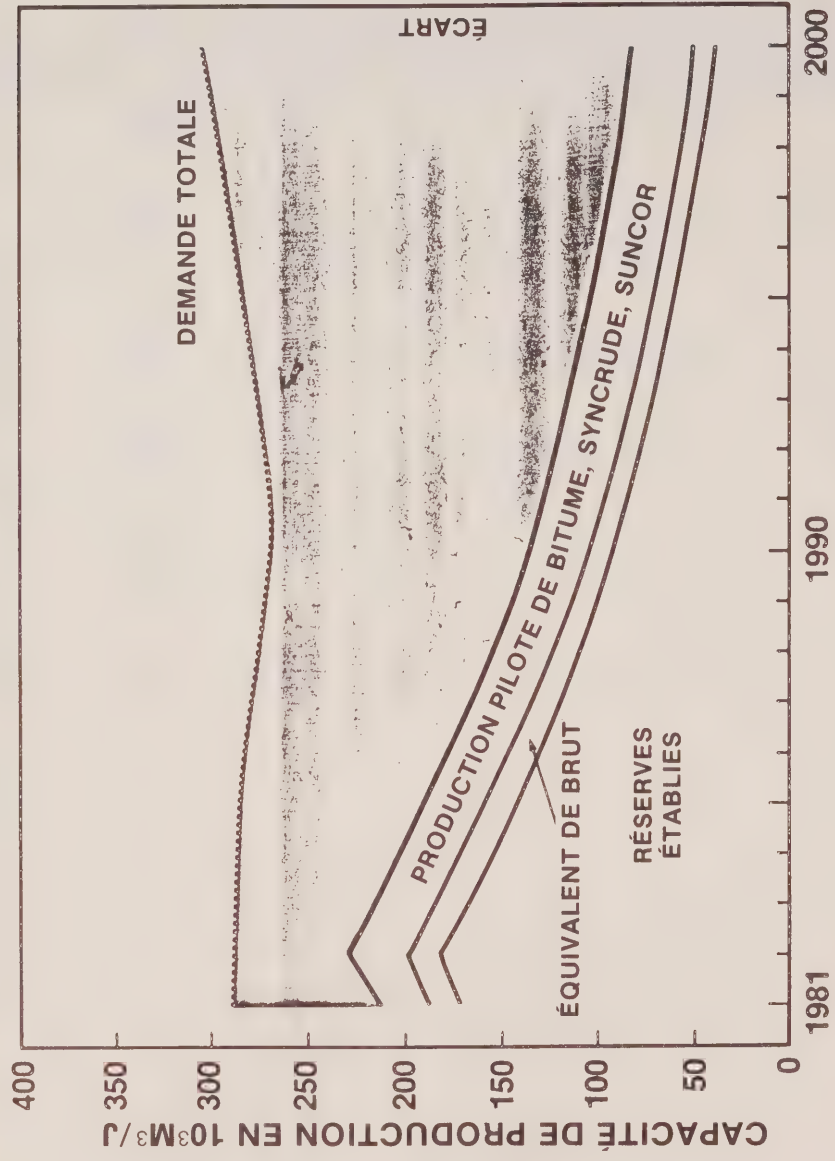
| | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1980 | 1981 |
|---------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|
| EMPLOI | | | | | | | |
| BEAUFORT | 102 | 106 | 84 | 59 | 63 | 81 | 77 |
| NORMAN WELLS | 18 | 20 | 20 | 22 | 33 | 65 | 76 |
| ÎLE BAFFIN | - | - | - | - | 41 | - | - |
| TOTAL | 120 | 126 | 104 | 81 | 137 | 146 | 153 |
| DÉPENSES (EN MILLIONS DE DOLLARS) | | | | | | | |
| FEUILLE DE PAIE | 1.7 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.5 | 3.5 | 4.1 |
| SERVICES LOCAUX | 3.9 | 7.1 | 4.1 | 5.5 | 5.8 | 4.7 | 6.4 |
| ACHATS LOCAUX | 1.7 | 2.7 | 2.3 | 2.6 | 3.7 | 4.9 | 8.0 |
| TOTAL DES DÉPENSES AU NIVEAU LOCAL | 7.3 | 11.8 | 8.4 | 10.1 | 12.0 | 13.1 | 18.5 |

DONNÉES SUR LES AVANTAGES SOCIO-ÉCONOMIQUES

A notre avis, ces données démontrent que la société Esso Resources a fait et continue à faire un apport important aux collectivités du Nord, grâce à ses programmes. Il importe de noter qu'au cours de la période de 1975 à 1977, avant la publication du Rapport «Berger», nous exploitions 5 ou 6 installations dans la mer de Beaufort. Depuis, nous n'en exploitons qu'une ou deux. L'emploi et les dépenses au niveau local sont toutefois demeurés relativement stables ou ont augmenté. Depuis 1977, nous commandons régulièrement des biens et des services auprès de 71 entreprises du Nord.

Nous aimerions maintenant examiner les prévisions établies par Esso concernant la perspective d'approvisionnement et de demande de pétrole brut pour le Canada de même que notre évaluation du potentiel des ressources de la région de Beaufort et le rôle que ces ressources peuvent jouer pour subvenir aux besoins éventuels du Canada sur le plan de l'approvisionnement énergétique. Nous formulerons également quelques commentaires sur les projets d'exploration de la société Esso dans la région de Beaufort.

PROFIL GLOBAL DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE DE PÉTROLE BRUT AU CANADA



PERSPECTIVE DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE DE PÉTROLE BRUT AU CANADA

Ce tableau indique jusqu'à quel point la production en provenance des réserves traditionnelles établies et la production synthétique existante baisseront au cours des vingt prochaines années. Nous prévoyons que le niveau actuel de 230 000 m³/j (1,45 million b/j) provenant de ces sources baissera à environ 80 000 m³/j (750 millions b/j) vers l'an 2000.

La demande totale canadienne devrait se maintenir à un niveau relativement stable, durant cette même période, soit au niveau d'environ 300 000 m³/j (1,9 million b/j), comme le prévoit l'Office national de l'énergie dans son dernier rapport (prévision médiane de la demande).

Esso estime que la dépendance croissante à l'égard du pétrole importé, pour combler la pénurie croissante de l'approvisionnement, ne pourra être éliminée que par l'exploitation de toutes les nouvelles réserves énergétiques accessibles au pays. Les perspectives les plus intéressantes à cet égard comprennent notamment la construction de nouvelles raffineries synthétiques et l'exploitation des gisements découverts dans la région de Beaufort, sur la côte Est et dans les îles de l'Arctique.

Le plein potentiel de ces sources pourrait toutefois fort bien ne pas être réalisé ou encore être réalisé mais avec des délais, pour des motifs reliés notamment à l'éloignement des gisements, à la mise en place des réseaux de transport, ou encore à des problèmes d'ordre juridique, réglementaire, environnemental ou autre. Esso estime qu'il est bien possible qu'au moins le tiers de l'écart prévu sur le plan de l'approvisionnement énergétique canadien, soit comblé grâce aux gisements de la région de Beaufort.

ÉVALUATION GÉOLOGIQUE POTENTIEL PÉTROLIER (EN MILLIARDS DE MÈTRES CUBES)

| | |
|--------------------------------------|------------|
| BEAUFORT | 1.0 |
| CÔTE EST | 2.0 |
| ÎLE DE L'ARCTIQUE | 0.8 |
| BASSIN DU SUD | |
| • POTENTIEL RESTANT DÉCOUVERT | 0.9 |
| • POTENTIEL NON DÉCOUVERT | 0.4 |

ÉVALUATION GÉOLOGIQUE DES RESSOURCES

Le potentiel pétrolier ultime de la région de Beaufort est actuellement estimé par Esso à 1,0 milliard de m³ (6,3 milliards de barils), et 60 p. 100 de ces réserves pourraient être découvertes avant l'an 2000. Cette évaluation se compare favorablement à celle de la Commission géologique du Canada, qui établissait en 1980 le potentiel estimatif moyen de la région de Beaufort à 1,5 milliard de m³ (9,4 milliards de barils).

Il importe de noter que le potentiel des réserves de la région de Beaufort est confiné à un territoire relativement restreint et que celles-ci peuvent donc faire l'objet d'une exploration et d'une mise en valeur rapidement. La technologie de développement sera semblable pour toute la région et elle est déjà au point, en gros. Le potentiel de la côte Est est réparti sur un très vaste territoire qui s'étend depuis le plateau Scotian jusqu'au détroit de Davis et la profondeur de l'eau y varie de 30 à 3 000 m (de 100 à 10 000 pieds). Ainsi, l'exploration et le développement de ce territoire seront vraisemblablement assez lents et difficiles et nécessiteront l'élaboration d'une technologie nouvelle importante, tout particulièrement dans la région du détroit de Davis et du Labrador, recouverte par la glace de mer l'hiver, et dans les régions où l'eau est très profonde.

On estime que le bassin du Sud renferme des réserves restantes totales prouvées de 0,95 milliard de m³ (6 milliards de barils) et des réserves restantes non découvertes de 0,4 milliard de m³ (2,5 milliards de barils). Une bonne partie du potentiel non découvert du bassin du Sud se présentera vraisemblablement sous forme de très petites accumulations d'hydrocarbures et il faudra donc beaucoup de temps pour repérer les gisements.

Pour ces motifs, nous croyons qu'il est très probable que les réserves de la région de Beaufort contribueront nettement à la réalisation des objectifs canadiens en matière d'autonomie pétrolière au cours des années 1990. Nous vous donnerons maintenant certains renseignements concernant l'emplacement des zones visées par nos permis, l'état des découvertes dans la région de Beaufort et nos projets de forage pour poursuivre l'exploration.

BEAUFORT

35:182



CONCESSIONS DÉTENUES PAR ESSO DANS LA RÉGION DE BEAUFORT

En 1964, Esso a acquis les droits d'exploration de quelque 3,9 millions d'hectares (9,7 millions d'acres); actuellement, cette superficie s'établit à 2,3 millions d'hectares (5,8 millions d'acres). Environ la moitié de ces droits visent des territoires sous-marins et la plupart des parcelles situées au large se trouvent en dedans de la ligne de profondeur d'eau de 18 m (60 pieds). Ces territoires sont donc facilement accessibles au moyen de la technologie existante.

RÉGION DE LA MER DE BEAUFORT

* DÉCOUVERTES DE GAZ

• DÉCOUVERTES DE PÉTROLE



50 MILES

DÉCOUVERTES DANS LA RÉGION DE BEAUFORT

Cette carte indique les endroits où l'on a découvert d'importants gisements de pétrole et de gaz, dans la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie.

A ce jour, nous estimons que l'industrie a découvert environ 50 millions de m³ (280 millions de barils) de pétrole. Cette estimation exclut les découvertes faites en mer, au-delà de notre découverte d'Issungnak, sous 18 m (60 pieds) d'eau. Environ la moitié de ces réserves de pétrole ont été découvertes par Esso, principalement sur la terre ferme, près des côtes.

En mer, au-delà de nos concessions, la société Dome et al a fait d'autres découvertes aux chantiers Kopanoar, Tarsiut et Koa-koak, mais, faute de données fondées, nous ne pouvons en estimer l'importance.

Nous estimons que les réserves découvertes sur la terre ferme et près du littoral sont suffisantes pour soutenir une exploitation pétrolière d'envergure modeste et pourraient donc servir de point de départ à un projet de mise en valeur, sur une échelle réduite, projet dont nous parlerons plus loin.

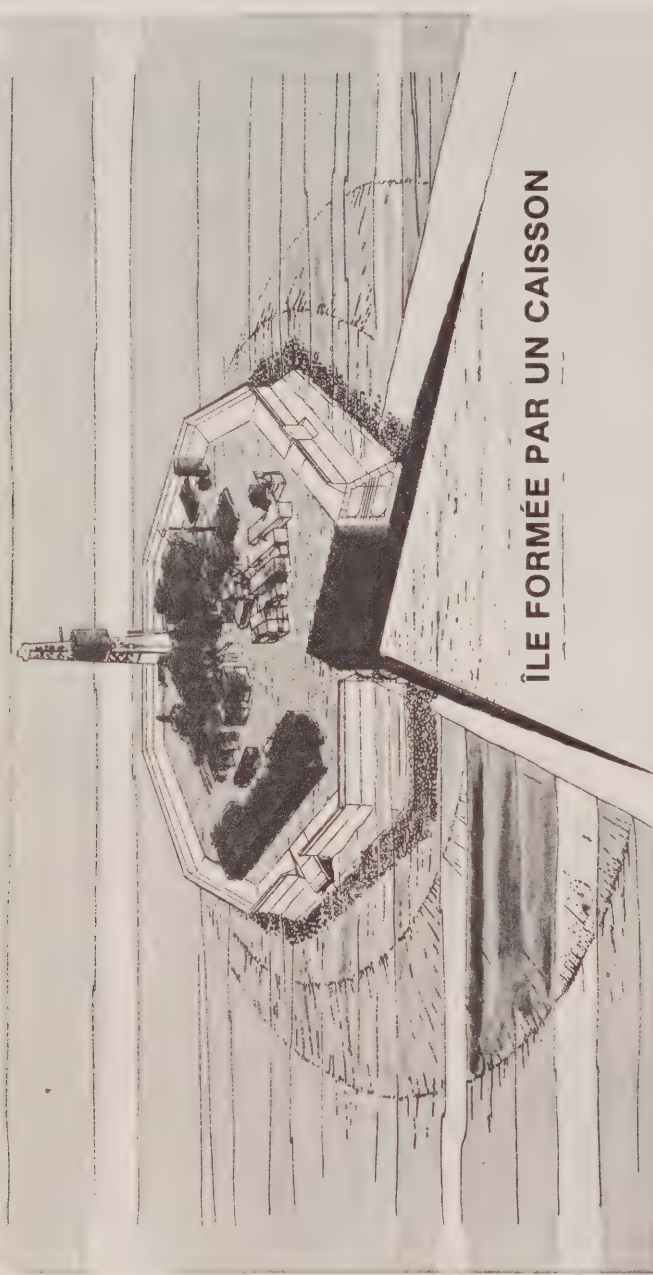
**PROGRAMME DE FORAGE PRÉVU DANS LA RÉGION
DE BEAUFORT**

| | 82 | 83 | 84 | 85 | 86 |
|---------------------|-----|-----|-----|-----|-----|
| EXPLORATION | | | | | |
| AU LARGE | --- | --- | --- | --- | --- |
| SUR LA | | | | | |
| TERRE FERME | | --- | --- | --- | --- |
| DÉLIMITATION | | | | | |
| AU LARGE | | --- | --- | | |
| SUR LA | | | | | |
| TERRE FERME | --- | --- | --- | --- | |

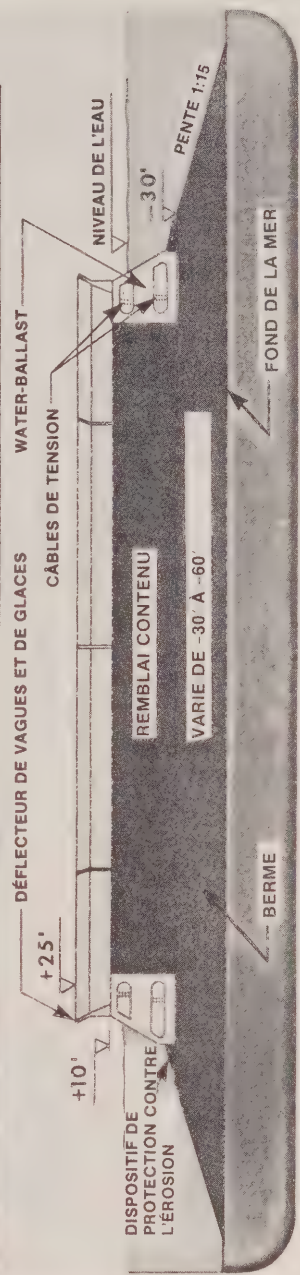
PROGRAMME D'EXPLORATION DANS LA RÉGION DE BEAUFORT

Ce schéma indique nos projets actuels sur le plan des forages d'exploration et de délimitation, pour les cinq prochaines années. Le niveau précis des activités dépendra de plusieurs facteurs, notamment des dispositions des nouvelles conventions d'exploration. Nous discutons présentement ces questions avec l'Administration des terres pétrolières et gazières du Canada (ATPGC).

Nous envisageons un programme dynamique en mer jusqu'en 1986, et l'amorce de forages d'exploration additionnels sur la terre ferme, en 1984. La délimitation des gisements découverts aux chantiers Adgo et Atkinson commencerait dès 1983. La délimitation du gisement sous-marin au chantier Issungnak est également prévue pour 1983. Ainsi, d'ici trois à cinq ans, nous aurons une évaluation beaucoup plus précise de nos réserves possibles et nous serons mieux placés pour entreprendre la planification de la mise en valeur de ces ressources.



ÎLE FORMÉE PAR UN CAISSON



ÎLE RETENUE PAR DES CAISSONS

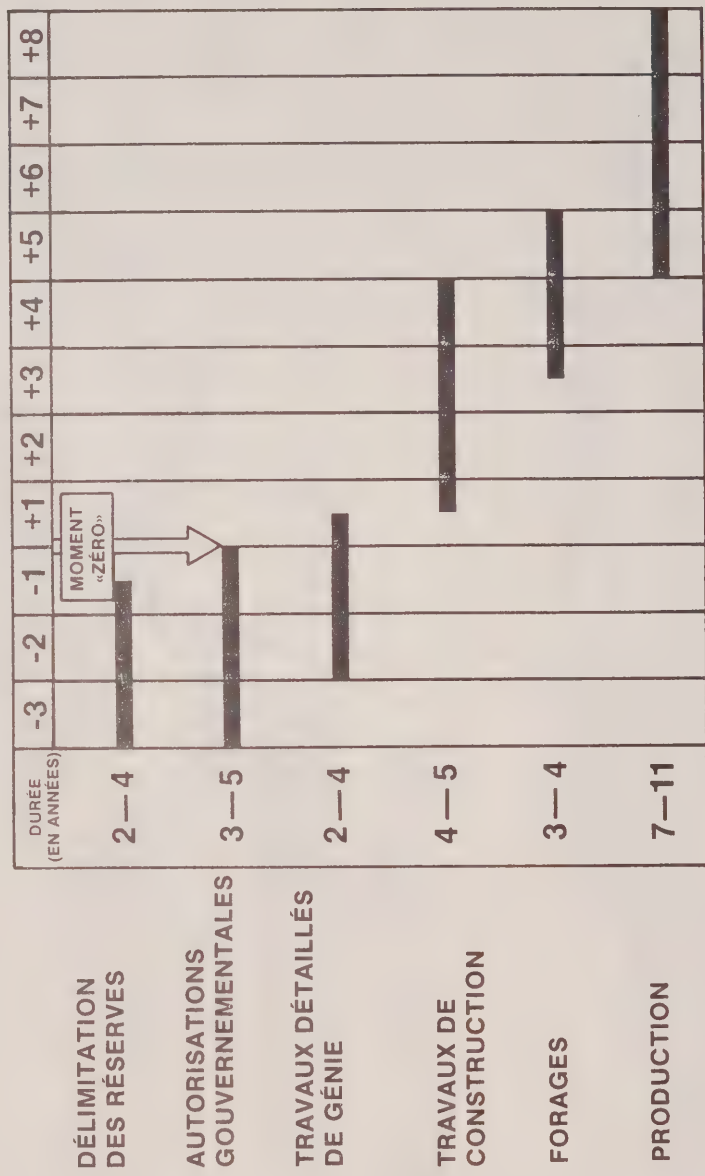
Pour soutenir ce programme d'exploration, Esso a élaboré un concept d'île constituée de caissons spéciaux; cette méthode pourrait être utilisée dans les régions où l'on ne peut prélever du sable sur place et où il faut transporter celui-ci à grands frais.

Le caisson en forme d'anneau est en réalité un octogone comprenant huit butées, qui, remplies de ballast, sont déposées sur une berme aménagée au fond de la mer, à - 9 m (30 pieds) au niveau moyen de la mer. Le centre de l'anneau est ensuite rempli de sable. Les butées peuvent être rapidement ramenées à la surface et transportées sur un autre chantier, en relâchant la tension circulaire exercée par une série de câbles qui encerclent le caisson et en retirant le lacet des charnières qui retiennent les butées. Le principal avantage du caisson est qu'il ne nécessite qu'environ 25 p. 100 du volume de sable requis par une île ordinaire. Une fois de plus, retenons qu'il s'agit là d'une technique bien canadienne.

On pourrait utiliser ce genre de caisson pour construire des plates-formes permanentes pour asseoir les installations de forage d'exploitation et de production. Le caisson pourrait être beaucoup moins élaboré que celui-ci puisqu'une fois en place, il y demeurerait pour des périodes de vingt ans ou plus. Il ne serait pas nécessaire de prévoir un dispositif pour démonter le caisson, le ramener à la surface et le transporter sur un autre chantier.

Comme nous l'avons déjà dit, le développement de la technologie des forages d'exploration sous-marine et l'expérience acquise par Esso au fil des ans, ont ouvert la voie à la construction de plates-formes de production qui pourront éventuellement servir à la mise en valeur des réserves d'hydrocarbures sous-marines, dans la mer de Beaufort.

GRANDES LIGNES DU PROGRAMME DE MISE
EN VALEUR DE LA RÉGION DE LA MER DE
BEAUFORT



PROGRAMME DE MISE EN VALEUR DE LA RÉGION DE BEAUFORT

Voyons maintenant le temps qu'il faudra pour entreprendre la mise en valeur sur une grande échelle des ressources de la région de Beaufort. Les principaux problèmes se poseront surtout à deux niveaux: au niveau de la gestion d'un programme de longue haleine, d'abord, et ensuite, au niveau des nombreux intéressés qui devront avoir l'occasion de participer vraiment au mécanisme de contrôle et d'autorisation gouvernemental, à l'application des autorisations et à l'exécution du programme de mise en valeur.

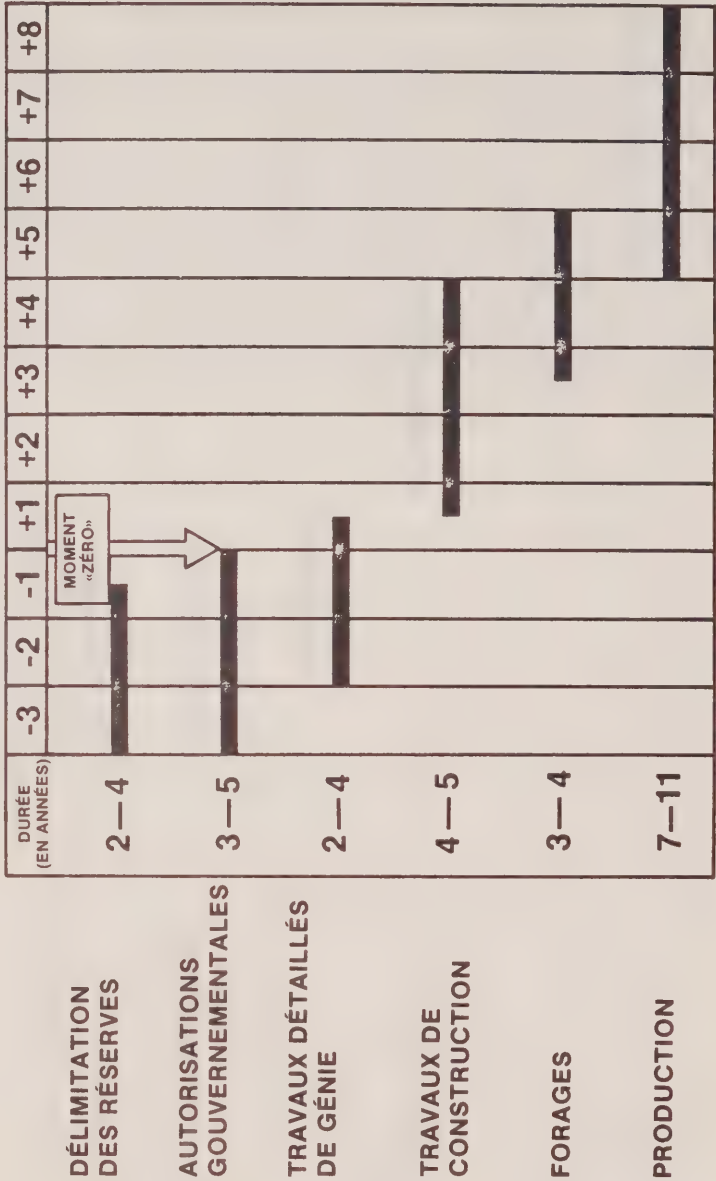
Le «moment zéro» désigne le moment avant lequel l'industrie ne consentira vraisemblablement pas d'investissements importants, avant d'avoir reçu une assurance assez ferme d'obtenir les autorisations nécessaires. La grande variable de ce programme concerne les délais nécessaires pour obtenir les autorisations gouvernementales. Ce schéma retient comme «moment zéro» la date à laquelle les exploitants sont autorisés «à aller de l'avant»; la mise en valeur devrait donc commencer dans trois ans à compter d'aujourd'hui. Nous croyons que le programme de travail suivant le moment zéro pourra être respecté.

Nous croyons également qu'une période de trois ans est adéquate pour résoudre toutes les questions en suspens et donner le feu vert. Toutefois, ceci pourrait prendre plus de temps en raison du nombre d'intéressés en cause.

En retenant les hypothèses les plus optimistes, nous croyons qu'il faudra au moins sept ans, à compter d'aujourd'hui, avant de pouvoir amener jusqu'au marché la production d'un grand projet de mise en valeur dans la région de Beaufort. Pour respecter cette date hâtive «de production», il faudra franchir les étapes clés suivantes:

- le gouvernement devra déclarer sans équivoque son soutien à la mise en valeur des ressources de cette région, si des mécanismes acceptables de contrôle des répercussions peuvent être mis en place dans un avenir très rapproché;
- le mécanisme d'autorisation gouvernemental devra donner les résultats escomptés (c'est-à-dire avant le moment zéro) et ceci comprend les diverses démarches prévues par le GEÉE, le MAIN, l'ATGPC, l'ONE et les autres organismes intéressés.

GRANDES LIGNES DU PROGRAMME DE MISE
EN VALEUR DE LA RÉGION DE LA MER DE
BEAUFORT



- Les plans de mise en valeur détaillés devront être achevés vers l'an + 1.
- Il faudra entreprendre dès l'an + 1 la construction des îles et des installations de production.
- La construction des pipelines ou des bateaux-citernes et des terminaux devra s'effectuer sur une période de trois ans et demi, à compter de l'an + 1.
- Les travaux de forage et de construction des installations devront être achevés vers l'an + 4.

PROJET DE DÉVELOPPEMENT MER DE BEAUFORT - DELTA DE MACKENZIE OPTIONS SUR LE PLAN DU TRANSPORT



OPTIONS SUR LE PLAN DU TRANSPORT

Une question toute aussi importante que les activités reliées à la mise en valeur du gisement: celle du réseau de transport qui permettra d'amener le pétrole de la région de Beaufort jusqu'aux marchés du Sud.

Deux grandes options s'offrent sur le plan du transport: on peut utiliser le pipeline ou le bateau-citerne. Lorsqu'on compare ces deux options, il importe d'envisager l'ensemble du réseau qui permet de transporter le pétrole jusqu'au marché visé. Pour notre analyse, nous avons retenu la région Montréal/Toronto comme marché le plus vraisemblable.

Le pétrole peut être transporté par bateau-citerne en longeant la côte Est jusqu'à Point Tupper, puis être acheminé par un pipeline à construire jusqu'à Montréal. Ou encore, on pourrait également procéder à un transbordement, à Point Tupper, à bord d'une navette qui transporterait le pétrole jusqu'à Portland (Maine); le pétrole serait ensuite acheminé vers Montréal grâce au réseau pipelinier existant. Portland n'a pas encore de terminal en eau profonde, ce qui impose l'utilisation des navettes.

L'autre solution consisterait à construire un pipeline qui emprunterait vraisemblablement la vallée du Mackenzie jusqu'au Nord de l'Alberta pour rallier le réseau pipelinier Rainbow jusqu'à Edmonton, où le pétrole serait ensuite acheminé jusqu'à Toronto ou Montréal grâce au réseau de l'Interprovincial.

SYSTÈMES DE TRANSPORT

PIPELINES

AVANTAGES

- TECHNOLOGIE AU POINT
- AVANTAGES AU NIVEAU DU COÛT
- SYSTÈME PASSIF
- ASSURE DES REVENUS POUR LE NORD (REDEVANCES POUR L'UTILISATION DES TERRES)
- STIMULATION DE L'EXPLORATION DANS LES T.N.-O.

BATEAUX-CITERNES

AVANTAGES

- ACCÈS AUX MARCHÉS ÉTRANGERS
- INCIDENCES SUR LES CHANTIERS MARITIMES
- PRÉSENCE CANADIENNE DANS LES ÎLE DE L'ARCTIQUE
- NOUVELLE TECHNOLOGIE CANADIENNE

DÉSAVANTAGES

- STIMULATION MOINDRE DES CHANTIERS MARITIMES
- INCIDENCES DES TRAVAUX DE CONSTRUCTION DU PIPELINE

DÉSAVANTAGES

- SYSTÈME DYNAMIQUE
- À METTRE AU POINT
- MOINS EFFICACE SUR LE PLAN ÉNERGÉTIQUE

AVANTAGES ET DÉSAVANTAGES DES OPTIONS SUR LE PLAN DU TRANSPORT

Chacun de ces options présente bien entendu plusieurs avantages et désavantages. Voici les principaux avantages et désavantages pour chacune des options retenues par Esso.

Le bateau-citerne assure un accès facile aux marchés étrangers et cette option avantage nettement les chantiers maritimes.

Cette option rend également le Nord plus accessible et accentue la présence canadienne dans ce territoire.

Le développement de bateaux-citernes pouvant briser la glace compléterait la technologie canadienne de l'exploitation pétrolière sous-marine.

Par contre, la technologie du pipeline est bien avancée et nous exploitons des milliers de kilomètres de pipelines, par tout le Canada, depuis plusieurs années, sans incidences sérieuses.

De plus, nous voyons un avantage tarifaire significatif pour le pipeline, lorsqu'on envisage l'ensemble du système. Nous croyons que le coût du transport serait 50 p. 100 plus élevé dans le cas d'un système de transport par bateau-citerne.

Le pipeline est un système passif. Une fois le pipeline en place, les perturbations pour l'environnement sont minimes et la possibilité d'un accident désastreux est faible.

La construction d'un pipeline génère également des revenus pour les résidents du Nord, revenus qui prennent la forme de redevances pour la location de terres et également de possibilités d'emplois et de transactions. La construction d'un pipeline stimulerait les travaux d'exploration dans les T.N.O., tout le long du corridor du pipeline. Les usines canadiennes de pipelines profiteraient bien entendu du projet et un plus grand nombre d'emplois seraient disponibles à court terme tant dans ces usines que sur les chantiers de construction du pipeline.

Par contre, la construction d'un pipeline avantagerait beaucoup moins les chantiers maritimes que l'autre option, quoique la mise en valeur de la région de Beaufort nécessitera quand même plusieurs navires d'approvisionnement, barges et autres navires, peu importe le système de transport retenu.

De la même façon, étant donné l'importance de la main-d'œuvre impliquée dans la construction d'un pipeline, il faudra veiller attentivement au contrôle et à la gestion des incidences sociales pour les collectivités du Nord.

SYSTÈMES DE TRANSPORT

PIPELINES

AVANTAGES

- TECHNOLOGIE AU POINT
- AVANTAGES AU NIVEAU DU COÛT
- SYSTÈME PASSIF
- ASSURE DES REVENUS POUR LE NORD (REDEVANCES POUR L'UTILISATION DES TERRES)
- STIMULATION DE L'EXPLORATION DANS LES T.N.-O.

BATEAUX-CITERNES

AVANTAGES

- ACCÈS AUX MARCHÉS ÉTRANGERS
- INCIDENCES SUR LES CHANTIERS MARITIMES
- PRÉSENCE CANADIENNE DANS LES ÎLE DE L'ARCTIQUE
- NOUVELLE TECHNOLOGIE CANADIENNE

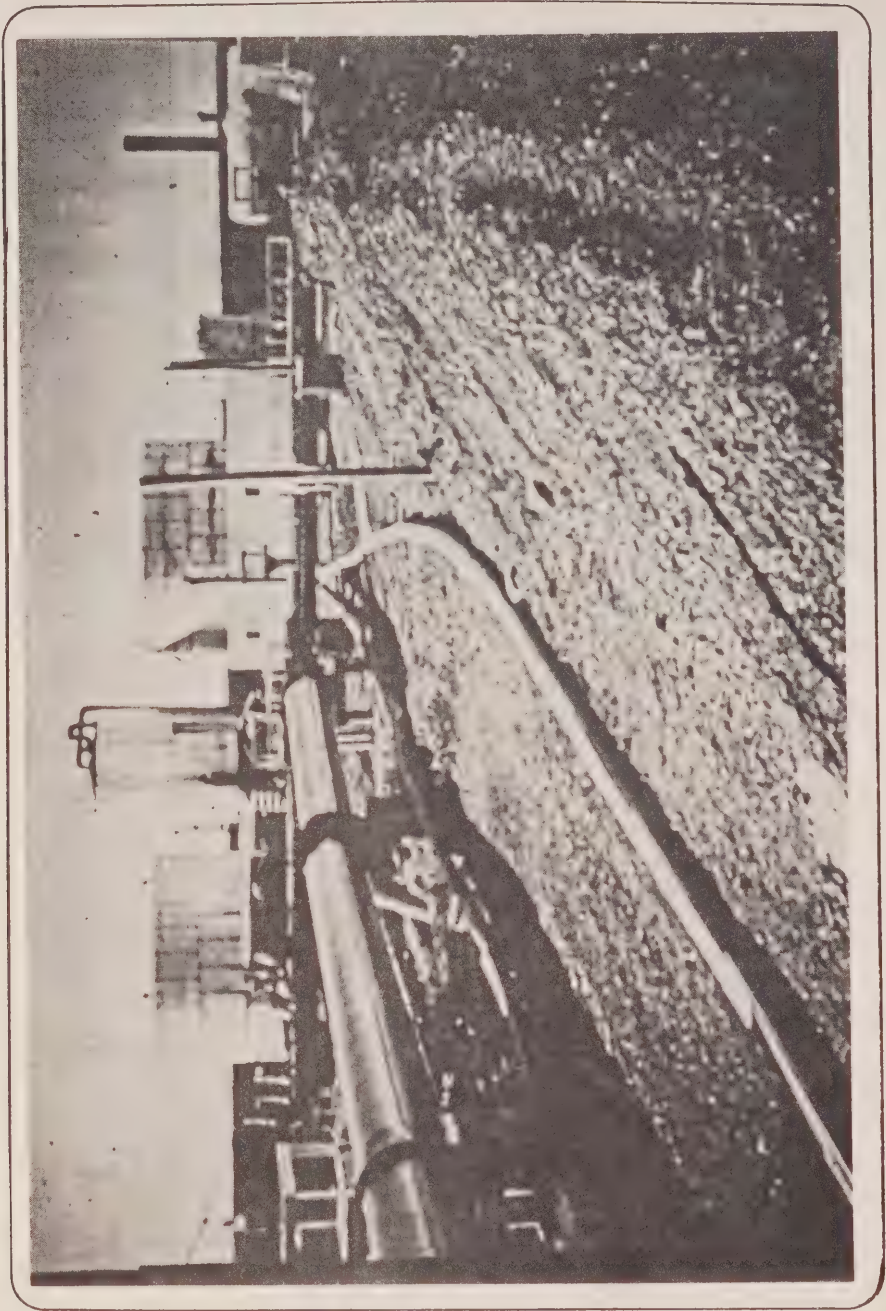
DÉSAVANTAGES

- STIMULATION MOINDRE DES CHANTIERS MARITIMES
- INCIDENCES DES TRAVAUX DE CONSTRUCTION DU PIPELINE

DÉSAVANTAGES

- SYSTÈME DYNAMIQUE
- À METTRE AU POINT
- MOINS EFFICACE SUR LE PLAN ÉNERGÉTIQUE

Comme la plupart des études et des expériences de la société Esso ont été associées au transport par pipeline, la plupart de nos commentaires sur les transports visent ce mode particulier. Ceci ne veut pas dire que le transport par bateau-citerne ne nous intéresse pas ou encore que nous ne devons pas envisager une combinaison de ces deux modes; nous croyons toutefois que les autres exploitants qui s'adresseront au Comité connaissent beaucoup mieux ce mode de transport et pourront vraisemblablement mieux vous renseigner sur cette option.

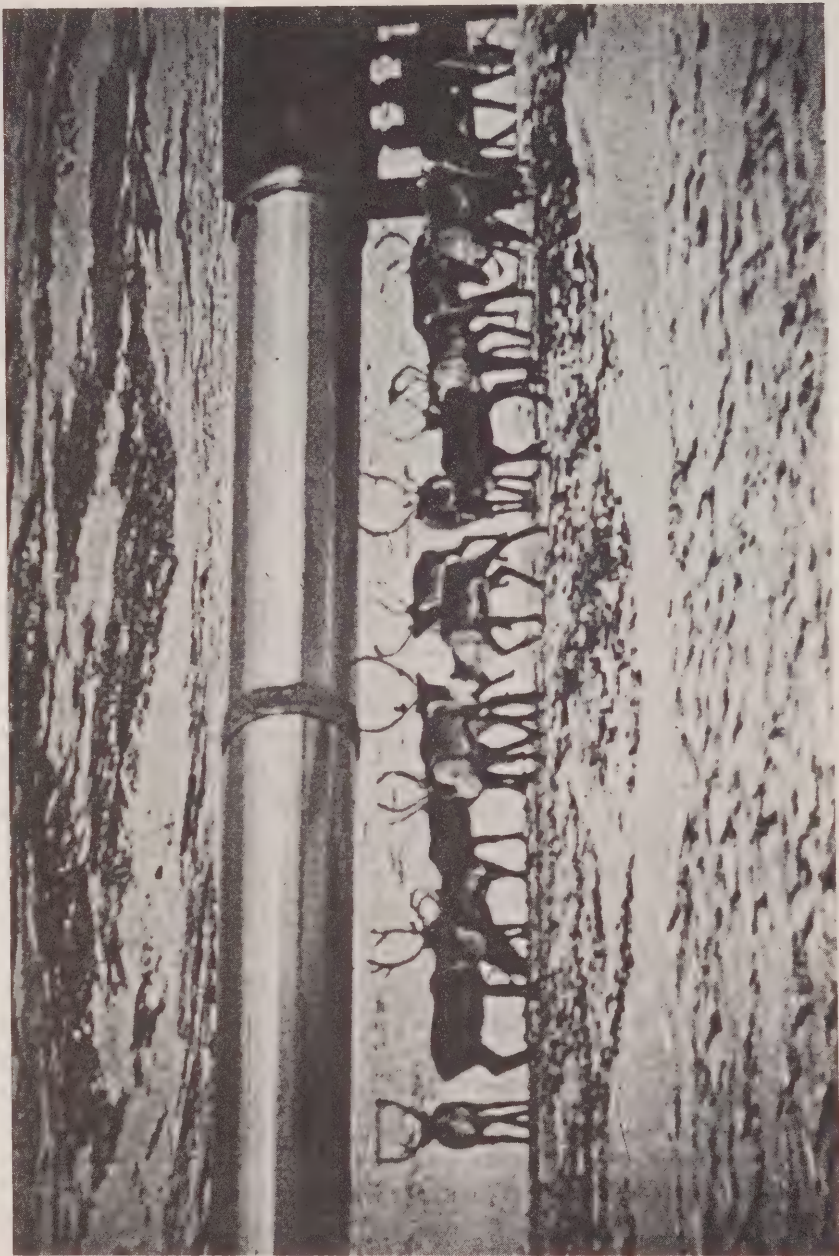


CENTRE D'ESSAI SUR LES PIPELINES, À INUVIK

Les principaux défis que doivent relever les pipelines dans l'Arctique concernent notamment la rigueur du climat, l'éloignement, les périodes saisonnières de transport et de construction et la présence de pergélisol sensible à une dégradation thermique. Même avant la construction du pipeline Alyeska, des programmes de recherche et des études techniques ont été entrepris au Canada en vue de déterminer la faisabilité technique et environnementale de construire et d'exploiter des pipelines dans un environnement arctique. Le centre expérimental d'essais sur les pipelines, que l'on voit ici, a été aménagé près d'Inuvik (T.N.-O.) dans le but de documenter, en situation réelle, l'influence des pipelines sur les sols des régions arctiques et subarctiques. On y a étudié divers problèmes de conception possibles, notamment la capacité de charge des pilotis, la résistance des fondations et leur affaissement, la viabilité de la glace, les caractéristiques thermiques du sol et le processus de transmission de la chaleur. Les installations comprenaient une boucle de pipeline surélevée, à échelle réelle, de 1,2 m (48 pouces); cette boucle a été mise en place pour permettre l'évaluation du concept de berme continue et de la méthode de construction basée sur des supports intermittents sur pilotis. On a fait circuler de l'air chaud, à une température d'environ 70°C (160°F) dans la boucle aérienne, durant une période de 22 mois, et dans une section souterraine, durant 6 mois, sans enregistrer de répercussions négatives.

La boucle d'essai d'Inuvik a démontré que les pipelines aériens transportant du pétrole chaud donneraient des résultats satisfaisants dans des régions arctiques et subarctiques.

Environ 7 millions de dollars ont été dépensés pour réaliser les travaux de conception technique, les études de faisabilité et les travaux de recherche associés à ces installations.



PARTIE AÉRIENNE DU PIPELINE ALYESKA

Le pipeline Alyeska, mis en service en juin 1977, a une capacité nominale de 320 000 m³ (2 millions de barils) par jour. D'une longueur de 1 300 km (800 milles), le pipeline nécessitera douze stations de pompage lorsqu'il fonctionnera à pleine capacité. D'un diamètre de 1,2 (48 pouces), le pipeline est surélevé sur des supports et isolé, sur une distance d'environ 600 km (380 milles). A la cadence de pompage nominale, le pétrole se maintiendra à environ 55°C (130°F) durant le transport.

Plusieurs études environnementales ont été faites avant la construction du pipeline et depuis sa mise en service. On a pris des mesures spéciales pour permettre le libre passage des caribous.

Comme on peut le constater par cette photo, le caribou n'est pas du tout impressionné par le pipeline. Si on en juge par tous les renseignements recueillis, il semble que le pipeline et les installations de production aménagées sur la pente du Nord soient déjà intégrés à l'environnement. On n'a enregistré aucune incidence ou déversement de pétrole sérieux.

Si on entreprend la construction d'un pipeline de fort diamètre, à partir de la région de Beaufort, environ 720 km (450 milles) sur 2 250 km (1400 milles) devront être surélevés d'une façon semblable au pipeline Alyeska. Une bonne partie du pipeline aérien serait située au nord de Wrigley, où l'on rencontre des zones continues de pergélisol.



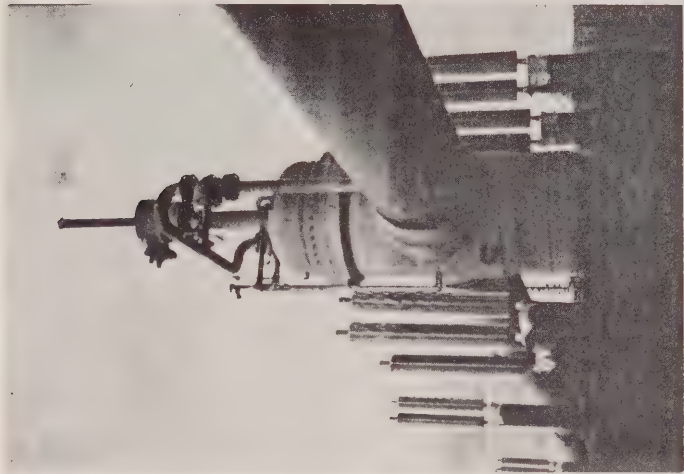
PARTIE ENFOUIE DU PIPELINE ALYESKA

Cette photo montre l'endroit où le pipeline surgit de terre pour emprunter la voie des airs. Lorsqu'on rencontre des sols stables libres de pergélisol, le pipeline est enfoui, car le coût de construction des tronçons aériens est à peu près quatre fois celui des tronçons souterrains.

Au besoin, pour franchir les tracés de migration des caribous ou traverser des grands-routes, nous avons élaboré la technologie nécessaire pour enfouir les pipelines dans le pergélisol, tout en évitant les dommages ultérieurs pour le sol ou encore la défaillance du pipeline.



MATÉRIEL DE DÉTECTION DES FUITES



VALVE À VANNE TÉLÉCOMMANDÉE

PIPELINE ALYESKA

SÉCURITÉ DU PIPELINE

L'exploitation en toute sécurité des réseaux pipeliniers terrestres, y compris la protection du grand public, de l'environnement, du personnel affecté à l'exploitation et des installations des réseaux constitue la préoccupation première de tous les intéressés. Par tout le Canada, et en fait de par le monde entier, tant les gouvernements que l'industrie pétrolière travaillent avec diligence depuis plusieurs années pour s'assurer que toutes les mesures possibles soient prises tant au niveau de la conception, de la construction que de l'exploitation et de l'entretien des réseaux pipeliniers, pour en assurer la sécurité. Les canalisations, tout comme les composantes auxiliaires, notamment les valves, doivent respecter des tolérances très rigoureuses. Sur le terrain, durant la construction, les soudures sont vérifiées par rayons X pour en contrôler la qualité et les pipelines sont soumis à des essais hydrostatiques avant d'être mis en service. L'écart entre les valves, déterminé par l'ONÉ, permet de réduire au minimum le volume de pétrole déversé, en cas de fuite. Des valves télécommandées, montées sur le pipeline, permettent de réagir rapidement aux fuites.

Les tronçons où l'on soupçonne une fuite peuvent être isolés et réparés rapidement. Les progrès techniques récents sur le plan de la conception des systèmes de détection des fuites permettent de fermer un pipeline dans les cinq minutes qui suivent le repérage de la fuite. Avant la mise en service du pipeline, des plans complets d'urgence sont élaborés pour assurer la détection, le repérage, le confinement et le nettoyage des fuites, de façon à minimiser les dommages en cas de fuite.



MATÉRIEL DE DÉTECTION DES FUITES



VALVE A VANNE TÉLÉCOMMANDEE

PIPELINE ALYESKA

DONNÉES STATISTIQUES SUR LE DÉVERSEMENT DU PIPELINE ALYESKA

Comme nous l'avons déjà dit, le pipeline Alyeska a été mis en service en juin 1977, et, après deux années d'exploitation, les registres indiquent qu'environ 111 millions de m³ (700 millions de barils) de pétrole brut ont été acheminés par ce pipeline. Durant cette période, un volume total de 5 000 m³ (30 000 barils) ont été déversés à la suite d'erreur humaine, de sabotage et de défaillance mécanique. De ce volume, environ 500 m³ (3 000 barils) sont attribuables à une défaillance mécanique. Il s'agit là d'un volume relativement restreint par rapport au volume global de pétrole acheminé, tout particulièrement lorsqu'on sait que les fuites se sont produites durant les premières années qui ont suivi la mise en service du pipeline. La fuite représente environ un 250 millième de l'acheminement total.

En conclusion, les réseaux pipeliniers peuvent échapper des volumes relativement restreints d'hydrocarbures, mais le responsable de l'exploitation du pipeline doit voir au nettoyage des déversements. L'industrie a donc élaboré des techniques de nettoyage et de remise en état des régions touchées.

Nous aimerions maintenant examiner et évaluer les avantages qu'un grand projet de mise en valeur des ressources de la région de Beaufort pourrait présenter pour les Canadiens.

**MISE EN VALEUR DES GISEMENTS
DE LA RÉGION DE LA MER DE BEAUFORT
JUSQU'À 400 000 B/J
DE 1985 À 2000 - RÉSEAU PIPELINIER
PRÉVISION DE L'EMPLOI DIRECT SUR LES CHANTIERS ET DE
L'EMPLOI INDIRECT DANS LES CHANTIERS MARITIMES
DES PROVINCES**



PERSPECTIVE CONCERNANT L'EMBAUCHE SUSCITÉE PAR UN PROJET DE MISE EN VALEUR DES RESSOURCES DE LA RÉGION DE BEAUFORT

Les données de ce tableau et des quatre tableaux qui suivent, reposent sur l'hypothèse voulant qu'une importante production, dans la région de Beaufort, soit entreprise en 1989 pour atteindre progressivement 64 000 m³ (400 000 b/j) vers le tournant du siècle. Vous voudrez bien vous rappeler qu'il s'agit là de la date la plus hâtive à laquelle le projet pourrait être lancé. Nous supposons également que le pipeline a été la solution retenue pour le transport du pétrole.

Les besoins en employés directs (c'est-à-dire les employés qui travaillent sur les chantiers) varient selon l'évolution du projet. En période de pointe, durant la période de construction du pipeline, soit en 1986-1987, on aura besoin d'environ 13 500 personnes; ces besoins se stabiliseront ensuite à environ 7 000 personnes, en 1995.

Même si le programme de construction maritime est considéré comme faisant partie de la catégorie des emplois indirects, nous en parlons ici à cause de son importance pour les économies régionales. Les activités des chantiers maritimes constituent un élément important de l'ensemble du développement et elles atteignent un sommet de 2 000 emplois en 1988.

Nous prévoyons que les emplois dans le secteur des opérations de développement et de production proprement dites s'accroîtront progressivement, pour atteindre plus de 7 000 emplois vers l'an 2000.

Nous croyons que de 80 à 90 p. 100 des employés permanents voyageront entre leurs chantiers de travail et leurs lieux de résidence, par tout le Canada, à toutes les deux ou trois semaines, selon la cadence de roulement des équipes.

MISE EN VALEUR DES GISEMENTS DE
LA RÉGON DE LA MER DE BEAUFORT
JUSQU'À 400 000 B/J DE 1985 À 2000
- RÉSEAU PIPELINIER

DÉPENSES EN MILLIARDS DE DOLLARS
DE 1981

| | |
|--|---------------|
| • EXPLORATION ET DÉVELOPPEMENT | 16 |
| • PIPELINE ET SYSTÈME DE COLLECTE AU LARGE | 14 |
| • CONSTRUCTION DE NAVIRES ET DE MATÉRIEL MARITIME | 5 |
| TOTAL | <hr/> 30 - 40 |

• LA PARTICIPATION CANADIENNE PASSERA, AVEC LE TEMPS, DE 80 À 90 P. 100 ET S'ÉTABLIRA DANS LA FOURCHETTE DE 24 À 36 MILLIARDS DE DOLLARS.

LES DÉPENSES AU TITRE DE LA MISE EN VALEUR, DANS LA RÉGION DE BEAUFORT

Les dépenses au titre de l'exploration et de la mise en valeur, associées à ce programme, s'établissent dans la fourchette de 30 à 40 milliards de dollars (de 1981), pour la période courant de 1985 à 2000.

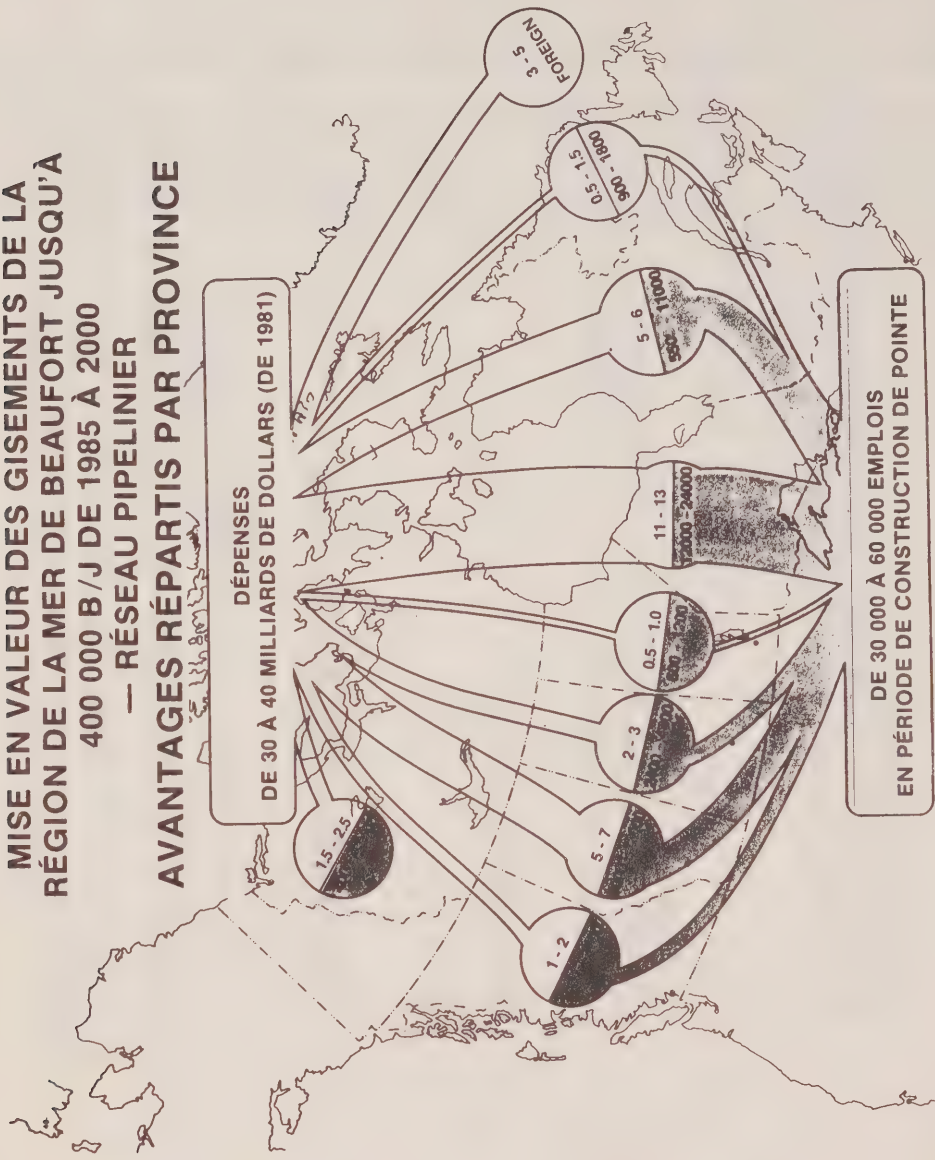
Environ 15 p. 100 des dépenses d'immobilisations sont affectées à la construction de navires et plus de 80 p. 100 des installations peuvent être fabriquées par les chantiers maritimes canadiens.

Environ 40 p. 100 des dépenses sont affectées au pipeline et au réseau de collecte, et le reste du budget sera affecté aux titres de l'exploration, de la mise en valeur, des forages, de la construction des îles, des infrastructures et des installations de production.

Le transport par pipeline permet de répartir les commandes dans toutes les régions du Canada, entre plusieurs industries différentes, évitant ainsi de surcharger une seule industrie. Les achats à l'étranger sont donc réduits, ce qui assure de plus grands avantages aux Canadiens.

On prévoit que la participation canadienne s'améliorera avec le temps, au fur et à mesure que l'industrie autochtone répondra à la demande croissante, et qu'elle pourrait passer de 80 p. 100 à plus de 90 p. 100 du total.

**MISE EN VALEUR DES GISEMENTS DE LA
RÉGION DE LA MER DE BEAUFORT JUSQU'À
400 000 B/J DE 1985 À 2000
— RÉSEAU PIPELINIER
AVANTAGES RÉPARTIS PAR PROVINCE**



LES AVANTAGES RÉGIONAUX DE LA MISE EN VALEUR DE LA RÉGION DE BEAUFORT

Comme on peut le voir sur cette carte, les avantages économiques de la mise en valeur de la région de Beaufort sont répartis par tout le Canada. Les retombées pour les provinces varient d'un plancher de 0,5 milliard de dollars, au Manitoba, à un plafond de 13 milliards de dollars, en Ontario.

La construction et l'entretien des navires de même que la construction de caissons pour les îles de production permettront de créer des emplois dans les provinces de Québec, de la Colombie-Britannique et de la région Atlantique.

La fabrication des groupes électriques et mécaniques et la production d'acier génère également des emplois en Ontario.

La fabrication des canalisations est créatrice d'emplois en Saskatchewan et en Ontario.

Les services de génie et les services logistiques viendront principalement de l'Alberta.

Les emplois directs associés à ce projet de mise en valeur, de même que les emplois indirects générés dans les industries canadiennes d'approvisionnement, se traduisent par des recettes importantes, recettes qui, à leur tour, stimuleront la création d'emplois additionnels.

On estime qu'entre 1985 et 2000, le total des emplois directs, indirects et stimulés, variera entre 30 000 et 60 000 emplois.

Ainsi, l'activité suscitée par l'exploitation des gisements de la région de Beaufort soutiendra les politiques gouvernementales en matière de développement régional.

En plus de ces répercussions au niveau provincial, nous croyons qu'il est très important d'envisager les répercussions économiques du projet pour le Nord.

MISE EN VALEUR DES GISEMENTS DE LA RÉGION DE LA MER DE BEAUFORT JUSQU'À 400 000 B/J - DE 1985 À 2000 RÉSEAU PIPELINIER

AVANTAGES POUR LE NORD

- LES ANTÉCÉDENTS DE LA SOCIÉTÉ ESSO DÉMONTRENT LA PERTINENCE DE SA POLITIQUE RELATIVE AUX RETOMBÉES POUR LE NORD
- PRÉVISION CONCERNANT LES PRINCIPAUX AVANTAGES D'UNE MISE EN VALEUR DU NORD

| | ANNÉE | |
|-------------------------------------|-------|---------------|
| | 1990 | 2000 |
| - NOMBRE D'EMPLOIS DIRECTS | 800 | 1400 |
| - NOMBRE D'EMPLOIS INDIRECTS | 1200 | 2000 |
| - SALAIRES DIRECTS | \$20 | \$40 MILLION |
| - BIENS ET SERVICES AU NIVEAU LOCAL | \$150 | \$200 MILLION |
| - ÉCOLES | | |
| - SERVICES MÉDICAUX ET HÔPITAUX | | |
| - SERVICES SOCIAUX | | |
| - LOISIRS | | |
| - TRANSPORTS | | |
| - COMMUNICATIONS | | |

AVANTAGES ÉCONOMIQUES POUR LE NORD, ASSOCIÉS À LA MISE EN VALEUR DES RESSOURCES DE LA RÉGION DE BEAUFORT

Nous croyons que nos politiques visant à encourager l'embauche de résidents du Nord et l'acquisition de biens et de services auprès d'entreprises commerciales du Nord, ont donné de bons résultats. Nous sommes donc très bien placés pour voir à ce que les collectivités du Nord tirent un bon parti de la phase de développement.

Si un programme important de mise en valeur est entrepris dans la région de Beaufort, le nombre de résidents du Nord employés directement pourrait être supérieur à 800 personnes en 1990 et même dépasser 1 400 personnes, en l'an 2000.

Les salaires versés directement aux résidents du Nord pourraient dépasser plus de 20 millions de dollars (de 1981) en 1990, et atteindre 40 millions de dollars (de 1981) en l'an 2000.

Nous prévoyons que l'acquisition de biens et de services auprès d'entreprises locales pourrait dépasser les 150 millions de dollars (de 1981) en 1990, et dépasser 200 millions de dollars en l'an 2000. Ceci dépendra bien entendu de la réaction des résidents du Nord aux possibilités de lancer de nouvelles entreprises commerciales. Ces dépenses généreront de 1 500 à 2 000 emplois indirects supplémentaires, dans le Nord.

On constatera également une nette amélioration des infrastructures dans le Nord, tout particulièrement au chapitre des écoles, des services médicaux et sociaux, des installations de loisirs, des transports et des communications.

L'amélioration des infrastructures et des services de transport et une concurrence accrue au niveau de la prestation des biens et des services devraient donc susciter une concurrence plus grande au niveau des prix des produits de consommation.

MISE EN VALEUR DES GISEMENTS DE LA RÉGION DE LA MER DE BEAUFORT JUSQU'À 400 000 B/J - DE 1985 À 2000 RÉSEAU PIPELINIER

AVANTAGES POUR LES ADMINISTRATIONS GOUVERNEMENTALES

- **RECETTES PROVENANT DU PRODUIT DE L'IMPÔT
ET DES REDEVANCES (EN DOLLARS DE 1981)**

- 800 millions en 1990
- 1 700 millions en 2000

- **RECETTES RÉPARTIES PAR TOUT LE CANADA**

- ACHATS ET SERVICES DANS TOUTES LES PROVINCES
- DE 6 000 À 12 000 EMPLOYÉS SE DÉPLAÇANT ENTRE LES
CHANTIERS ET LEURS LIEUX DE RÉSIDENCE, DANS TOUTES
LES PROVINCES

RECETTES QUE TIRERONT LES ADMINISTRATIONS GOUVERNEMENTALES DE LA MISE EN VALEUR DE LA RÉGION DE BEAUFORT

Un autre aspect très important dont il faut tenir compte au chapitre des avantages pour le Canada: l'importance des fonds qui reviendront directement aux administrations gouvernementales, sous forme de redevances et d'impôts.

Dans le cas du programme de mise en valeur dont nous venons de parler, nous estimons que les recettes annuelles, pour les gouvernements, sous forme d'impôts supplémentaires sur les revenus des personnes et des sociétés, et sous forme de redevances, s'accroîtront pour atteindre à peu près 800 millions de dollars (de 1981) en 1990, et plus de 1,7 milliard de dollars (de 1981), en l'an 2000.

Les taxes prélevées par les administrations provinciales et locales s'accroîtront également puisque 80 p. 100 des 7 000 à 15 000 personnes directement embauchées pour le projet se déplaceront entre les chantiers et leurs lieux de résidence, par tout le pays, et y paieront des impôts. Les taxes payées par les fournisseurs de biens et de services, de toutes les provinces, accroîtront également les revenus des administrations locales. En bref, nous croyons que plusieurs activités connexes suscitées par la mise en valeur des ressources de la région de Beaufort, seront très bénéfiques pour l'ensemble de la société canadienne.

MISE EN VALEUR DE LA RÉGION DE LA MER DE BEAUFORT

CONSIDÉRATIONS

- TECHNIQUES
- ENVIRONNEMENTALES
- SOCIALES
- POLITIQUES
- ÉCONOMIQUES

CONCEPT DE LA MISE EN VALEUR PROGRESSIVE

- SUR UNE ÉCHELLE RÉDUITE/VISIBILITÉ RÉDUITE
AU MINIMUM
- FORMATION
- ACQUISITION D'UNE EXPÉRIENCE EN MATIÈRE DE
GESTION DES INCIDENCES

CONSIDÉRATIONS RELATIVES À LA MISE EN VALEUR DE LA RÉGION DE BEAUFORT

En résumé, nous croyons que les réserves d'hydrocarbures de la région de Beaufort pourraient nettement contribuer à l'approvisionnement canadien en brut vers la fin des années 1980 et durant les années 1990 et faire un apport socio-économique connexe important à toutes les régions du Canada. Toutefois, avant de pouvoir réaliser ces avantages, il faudra résoudre un certain nombre de problèmes, le plus tôt possible, pour permettre cette mise en valeur. Ce tableau regroupe ces problèmes.

Sur le plan technique, nous croyons que tous les grands obstacles techniques ont été surmontés et que la mise en valeur de ces ressources ne sera pas retardée par la nécessité de mettre au point une technologie nouvelle.

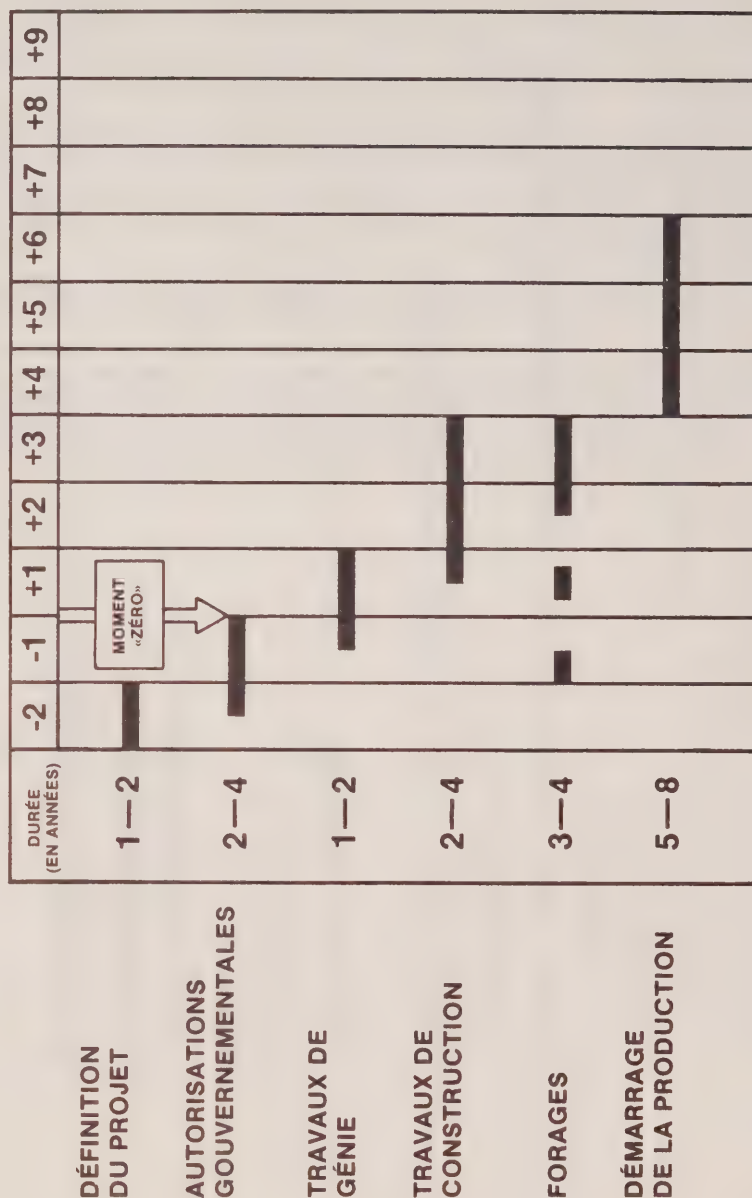
Nous croyons également que la mise en valeur peut être entreprise avec un minimum d'incidences sociales et environnementales. Nous comprenons les préoccupations des habitants du Nord et nous verrons à minimiser les répercussions adverses et à maximiser les répercussions positives.

Nous croyons que le principal défi sera d'amener l'industrie et les gouvernements à travailler de façon concertée durant la période d'autorisation réglementaire, pour faire en sorte que les problèmes politiques associés à la mise en valeur de ces ressources soient réglés de façon efficace et positive.

Nous croyons avoir démontré que la mise en valeur des ressources de la région de Beaufort, dans une perspective globale ou nationale, présentera des nets attraits économiques. Les retombées du projet rejoindront sur toutes les régions du Canada.

Nous croyons qu'il pourrait s'avérer avantageux d'entreprendre la mise en valeur de ces ressources de façon progressive, par étapes, c'est-à-dire en lançant un programme de mise en valeur sur une échelle réduite, pour l'étendre ensuite. Cette démarche permettrait aux résidents du Nord de s'habituer au projet, d'en tirer parti et de mieux participer aux grands projets de développement. Elle permettrait également d'identifier et de préciser des répercussions réelles, au lieu de s'arrêter à des incidences spéculatives, ce qui permettrait d'éliminer ou au moins d'atténuer ces répercussions, avant d'entreprendre les grands projets de mise en valeur; enfin, cette option nous permettrait de vérifier la pertinence de la technologie retenue.

CONCEPT DE LA MISE EN VALEUR PROGRESSIVE PROGRAMME POSSIBLE



PREMIÈRE PHASE DU PROGRAMME DE MISE EN VALEUR

Ce schéma présente un programme applicable à un petit projet «de démarrage». Pour lancer ce programme au cours des cinq prochaines années, il nous faudra avoir précisé l'envergure du programme-pilote avant la fin de l'année en cours (année - 2).

La grande incertitude se situe surtout au niveau des questions reliées aux autorisations gouvernementales. Pour respecter la date de production hâtive, les autorisations gouvernementales préliminaires devront être données avant le «moment zéro». Nous croyons qu'avec une déclaration sans équivoque du gouvernement au «moment zéro», nous pourrions acheminer la production, dans un délai minimum de trois ans, à compter du moment zéro, soit dans cinq ans, à compter de ce jour.

Les constatations du GÉEE de la région de Beaufort, qui devraient être connues à l'été de 1983, influenceront nettement le rythme auquel la mise en valeur se fera. Si ces constatations sont positives et si le gouvernement juge que le développement progressif est souhaitable, nous passerons à l'étape des travaux de génie détaillés en l'an - 1 et nous entreprendrons les démarches pour obtenir les autorisations spécifiques. La conception détaillée pourrait être achevée en l'an 1 et les gros travaux de construction seraient réalisés au cours des années 2 et 3. Une fois de plus, l'importance du «moment zéro» est reliée à la nécessité d'obtenir certaines autorisations avant de consentir des mises de fonds substantielles pour la réalisation d'un projet.

Nous croyons donc qu'un projet sur une échelle réduite, comme celui-ci, pourrait être réalisé quelques années avant le lancement d'un grand projet de mise en valeur et fournirait des renseignements précieux sur lesquels on pourrait s'appuyer pour prévoir les grands projets. Esso est disposé à collaborer avec le gouvernement pour arrêter les détails d'un tel projet.

SIMPLIFICATION ET AMÉLIORATION DES MÉCANISMES DE CONTRÔLE ET D'AUTORISATION

RECOMMANDATIONS

- **ÉNONCÉ PRÉCIS DE POLITIQUE EN MATIÈRE DE DÉVELOPPEMENT**

- **EXAMENS PUBLICS/AUDIENCES/RÉUNIONS**
 - **COMBINER**
 - **AMÉLIORER L'OBJECTIVITÉ**
 - **EXAMEN DE LA RÉGLEMENTATION**

SIMPLIFICATION DU MÉCANISME D'AUTORISATION

Suite à votre invitation, nous allons commenter le mécanisme de contrôle et d'autorisation dans la mesure où celui-ci influence la mise en valeur des réserves pétrolières de la région de Beaufort. Tout d'abord, un énoncé de politique sans équivoque, émanant du gouvernement, sur la mise en valeur de la région de Beaufort contribuerait nettement à harmoniser les mécanismes réglementaires de contrôle et d'autorisation et à dissiper la confusion qui existe dans les divers secteurs, qu'il s'agisse du public, du gouvernement ou de l'industrie.

Là où des chevauchements importants ont été identifiés au niveau des examens publics, des réunions et des audiences tenues par divers organismes, qu'il s'agisse de l'ONÉ, du BFEÉE, des administrations provinciales et territoriales, les procédures pourraient être intégrées. Ceci n'éliminerait toutefois pas les audiences à caractère quasi-judiciaire, sur des questions techniques, qui pourraient s'avérer nécessaires.

Avant les audiences publiques, les préoccupations pertinentes des résidants d'une région touchée par un projet, devraient être identifiées et répertoriées par ordre de priorité. De la même façon, des examens techniques devraient être organisés avec les professionnels appropriés des ministères gouvernementaux et du secteur public. Les critères utilisés pour établir l'ordre de priorité des préoccupations devraient notamment tenir compte du niveau de contrôle déjà inscrit dans la réglementation.

Nous estimons que l'adoption de ces recommandations permettrait de simplifier le mécanisme d'autorisation et d'en améliorer l'objectivité.

AUTORISATIONS ET CONTRÔLES ORGANISMES

- AFFAIRES INDIENNES ET NORD CANADIEN
- ÉNERGIE, MINES ET RESSOURCES
- ADMINISTRATION DES TERRES PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES DU CANADA
- TRANSPORTS
- EMPLOI ET IMMIGRATION
- PÊCHES ET OCÉANS
- ENVIRONNEMENT
- SANTÉ NATIONALE ET BIEN-ÊTRE SOCIAL
- EXPANSION ÉCONOMIQUE RÉGIONALE
- CONSOMMATION ET CORPORATIONS
- COMMERCE
- ADMINISTRATIONS TERRITORIALES
- BFEÉE
- O.N.É.

ORGANISMES IMPLIQUÉS DANS LE MÉCANISME D'AUTORISATION

Comme vous nous l'avez demandé, nous avons préparé une liste des principaux organismes et ministères gouvernementaux qui exigent que l'industrie lui soumette des mémoires ou des demandes en vue d'obtenir les autorisations nécessaires pour réaliser des projets dans les régions reculées. Nous avons également identifié les secteurs où il y a chevauchements.

Les principaux organismes et ministères comprennent notamment le MAIN, ÉMR, L'ONÉ, le BFEÉE et, dans certains cas, les gouvernements provinciaux et territoriaux.

Les secteurs de chevauchements au niveau de la soumission des mémoires et au niveau des examens publics, comprennent notamment les évaluations environnementales et socio-économiques et l'identification des répercussions et des contrôles, les travaux de génie, et la planification d'urgence.

Ces mémoires sont coûteux et exigent plusieurs années-homme de travail, tant au niveau des experts-conseils professionnels et des cadres supérieurs qu'au niveau technique qu'administratif, dans l'industrie et l'administration gouvernementale. Par exemple, le récent projet de Norman Wells a nécessité en tout presque 20 années-homme au niveau de l'industrie et, empilés, les documents préparés par le GEÉE, l'ONÉ et d'autres groupes, atteignent une hauteur d'environ 1,5 m (5 pieds). Lorsque les documents reliés à l'application des dispositions réglementaires seront terminés, ce volume aura doublé. Et le projet de Norman Wells n'est qu'un projet modeste!

A notre avis, une bonne partie des données de base sur les aspects techniques, socio-économiques et environnementaux et des données de contrôle qui sont présentées au gouvernement, et remises en question lors des assemblées et des audiences publiques connexes, font déjà l'objet d'un bon contrôle via la réglementation existante appliquée en vertu de plusieurs lois.

LOIS INFLUENÇANT LES PROJETS DE MISE EN VALEUR DANS LE NORD

- LOI SUR LA FORMATION PROFESSIONNELLE DES ADULTES
- LOI SUR L'IMMIGRATION
- LOI SUR L'AÉRONAUTIQUE
- LOI SUR LES INDIENS
- LOI ANTIDUMPING
- LOI SUR LA COMMISSION DE LA FRONTIÈRE INTERNATIONALE
- CODE CANADIEN DU TRAVAIL
- LOI SUR LES TITRES DE BIENS-FONDS
- LOI SUR L'ARPEMENTAGE DES TERRES DU CANADA
- LOI SUR LA CONVENTION CONCERNANT LES OISEAUX MIGRATEURS
- LOI SUR LA MARINE MARCHANDE DU CANADA
- LOI SUR L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
- LOI SUR LES RESSOURCES EN EAU DU CANADA
- LOI NATIONALE SUR LES TRANSPORTS
- LOI SUR LA FAUNE DU CANADA
- LOI SUR LA PROTECTION DES EAUX NAVIGABLES
- LOI CANADIENNE SUR LES DROITS DE LA PERSONNE
- LOI SUR LA LUTTE CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE
- LOI SUR LES FORCES HYDRAULIQUES DU CANADA
- LOI SUR LA PRODUCTION ET DE LA CONSERVATION DU PÉTROLE ET DU GAZ
- LOI SUR LES CONTAMINANTS DE L'ENVIRONNEMENT
- LOI SUR LES CONCESSIONS DE TERRES PUBLIQUES
- LOI SUR LES EXPLOSIFS
- LOI SUR LA RADIO
- LOI SUR LES PÊCHERIES
- LOI SUR L'ASSURANCE-CHÔMAGE
- LOI SUR LE CONSEIL DE RECHERCHES SUR LES PÊCHES ET LES OCÉANS
- LOI SUR LES EAUX INTÉRIEURES DU NORD
- LOI SUR LES TERRITOIRES DU NORD-OUEST
- LOI SUR LES LIEUX ET MONUMENTS HISTORIQUES
- LOI SUR LES TERRES TERRITORIALES
- LOI SUR LA PRÉVENTION DE LA POLLUTION DES EAUX ARCTIQUES
- 23 DÉCRETS TERRITORIAUX

LOIS VISANT LES PROJETS DE MISE EN VALEUR DANS LE NORD

Nous avons identifié trente-deux lois fédérales qui peuvent nettement influencer les activités dans le Nord. A ces lois s'ajoutent des ordonnances territoriales dont le nombre a été établi à vingt-trois.

La réglementation adoptée en vertu de ces lois est appliquée par divers ministères. Il existe au MAIN, seulement, plus de 30 commissions, directions, divisions et services, dont la Commission des eaux, le Comité consultatif sur les eaux arctiques, le Comité consultatif sur l'utilisation des terres et la Direction des ressources non-renouvelables du Nord.

Nous ne tenterons pas d'identifier la réglementation mais voici, à titre illustratif, une liste des règlements qui touchent la navigation dans l'Arctique; comme vous ne l'ignorez pas, la navigation n'est qu'un des nombreux aspects d'un projet type de mise en valeur.

EXEMPLES DE RÉGLEMENTATION - EN MATIÈRE DE NAVIGATION MARITIME

- RÉGLEMENT SUR LA PROTECTION DES AIDES À/LA NAVIGATION
- RÉGLEMENT SUR L'INSPECTION DES NAVIRES CLASSÉS
- RÉGLEMENT SUR LE MATÉRIEL DE SAUVETAGE
- RÉGLEMENT SUR L'ACCUEIL DES ÉQUIPAGES
- RÉGLEMENT SUR LE TRANSPORT MARITIME DES MATIÈRES DANGEREUSES
- RÉGLEMENT SUR LE MATÉRIEL DE DÉTECTION ET D'EXTINCTION DES INCENDIES
- RÉGLEMENT SUR LA PRÉVENTION DE LA POLLUTION PAR LES ORCURES
- RÉGLEMENT GÉNÉRAL SUR LES LIGNES DE FLOTTAISON EN CHARGE
- RÉGLEMENT SUR LES LIGNES DE FLOTTAISON EN CHARGE
- RÉGLEMENT SUR LA CONSTRUCTION DES COQUES
- RÉGLEMENT SUR LE GAZ DE PÉTROLE LIQUÉFIÉ
- RÉGLEMENT SUR LE FONDS D'INDEMNISATION DES VICTIMES DE LA POLLUTION MARITIME
- RÉGLEMENT SUR LA PRÉVENTION DE LA POLLUTION PAR LE PÉTROLE
- RÉGLEMENT SUR LES MATIÈRES POLLUANTES
- RÉGLEMENT SUR LA SÉCURITÉ DES MÉTHODES DE TRAVAIL
- RÉGLEMENT SUR LES CERTIFICATS DE SÉCURITÉ
- RÉGLEMENT CONCERNANT LES ENQUÊTES SUR LA NAVIGATION
- RÉGLEMENT SUR LA CONSTRUCTION DE LA MACHINERIE DES BATEAUX À VAPEUR
- RÉGLEMENT SUR L'INSPECTION DE LA MACHINERIE DES BATEAUX À VAPEUR
- RÉGLEMENT SUR LES INDICATEURS ET LES AXIOMÈTRES DES GOUVERNAILS
- RÉGLEMENTS SUR LES APPAREILS DE LEVAGE
- DÉCRET SUR LE TONNAGE DES NAVIRES

RÈGLEMENTS VISANT LA NAVIGATION MARITIME

Nous sommes certains que la liste des règlements reproduite ici est incomplète. Néanmoins, il existe vingt-deux groupes de règlements qui touchent la navigation, la construction, la pollution et la sécurité.

Il existe des groupes de règlements semblables pour la construction et l'exploitation des pipelines. Lors des audiences sur les pipelines et les autres assemblées et audiences publiques, les passages des rivières semblent susciter une attention démesurée. Le fait que les passages des rivières sont bien réglementés et contrôlés est démontré par la faible fréquence des défaillances et les incidences mineures de celles-ci. Par exemple, un grand exploitant de pipeline canadien a construit plus de 1 000 passages de rivières, au cours des trente dernières années, et n'a jamais enregistré de défaillance. La dimension des pipelines, sur ces passages, varie de 300 mm à 760 mm (12 à 30 pouces) et la distance des passages varie de 100 m à 7 km (quelque centaines de pieds à quatre milles).

SIMPLIFICATION DES MÉCANISMES DE CONTRÔLE ET D'AUTORISATION

RECOMMANDATIONS

POLITIQUES GOUVERNEMENTALES VISANT LA MISE EN VALEUR

- QUESTIONS D'ORDRE POLITIQUE
 - LIGNES DIRECTRICES TEMPORAIRES
 - RESPONSABILITÉ DU GOUVERNEMENT AVEC LE SOUTIEN DE L'INDUSTRIE
- UTILISATION DU TERRITOIRE
 - LIGNES DIRECTRICES / POLITIQUES
 - NÉGOCIATIONS
 - ARBITRAGE
 - SUPPRESSION DES DÉLAIS DÉRAISONNABLES
- ENTREPRENDRE LA MISE EN VALEUR, SI LES INCIDENCES SONT ACCEPTABLES
- AUTORISATION DE PRINCIPE

RECOMMANDATIONS VISANT LA SIMPLIFICATION DU MÉCANISME D'AUTORISATION

En bref, un énoncé sans équivoque de la politique gouvernementale sur la mise en valeur des régions reculées, est souhaitable.

Les problèmes politiques reliés à un projet de mise en valeur devraient être réglés par le gouvernement, avec l'appui de l'industrie. Si les problèmes ne peuvent être réglés à court terme, des lignes directrices en vue d'orienter les négociations devant conduire à un règlement pourraient être élaborées par le gouvernement, pour mémoire publique, sur une base temporaire, ce qui permettrait d'entreprendre la mise en valeur parallèlement aux négociations.

Des lignes directrices et des politiques concernant l'utilisation des territoires devraient être établies pour permettre de poursuivre la mise en valeur. La première étape pourrait se faire sur la base de négociations concernant les indemnités. Il est toutefois souhaitable de prévoir des mécanismes d'arbitrage, comme c'est le cas au niveau provincial, pour éviter les délais déraisonnables en cas d'échec des négociations.

Lorsqu'un projet est transmis à BFEÉE, le ministère initiateur devrait jouer un rôle de soutien. Ceci ne veut pas dire que le ministère ne devrait pas identifier ou mettre en question les répercussions sérieuses possibles du projet. Mais le ministère devrait soutenir le projet en contribuant à l'élaboration de solutions de rechange, de mécanisme de contrôles et de mesures propres à améliorer l'acceptabilité du projet.

Nous suggérons que le gouvernement devrait revoir le mécanisme original d'autorisation des opérations dans le Nord, en adoptant le concept de «l'autorisation de principe». A un moment donné, lorsque la faisabilité d'une activité sûre peut être démontrée et avant que des millions de dollars ne soient investis pour des travaux de génie et l'élaboration de plans de développement détaillés, l'industrie doit recevoir certaines assurances que les ressources financières engagées ne seront pas gaspillées par l'abandon ou la suspension d'un projet pendant plusieurs années.

LA MISE EN VALEUR DE LA RÉGION DE LA MER DE BEAUFORT SOMMAIRE

- **LA RÉGION DE LA MER DE BEAUFORT EST TRÈS PROMETTEUSE**
- **SOURCE IMPORTANTE D'APPROVISIONNEMENT EN BRUT CANADIEN (1990)**
- **RÉPERCUSSIONS SOCIO-ÉCONOMIQUES POSITIVES - POUR TOUTES LES RÉGIONS**
- **PROGRÈS DE LA TECHNOLOGIE**
- **SYSTÈMES DE TRANSPORT VIABLES PAR PIPELINE OU PAR BATEAU-CITERNE**
- **POSSIBILITÉ D'ÉLABORER UN CONCEPT DE MISE EN VALEUR PROGRESSIVE**
- **IL Y A LIEU DE SIMPLIFIER LES MÉCANISMES D'AUTORISATION**

COMMENTAIRES SOMMAIRES

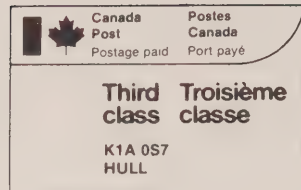
En gros, la région de Beaufort semble très prometteuse. Nous croyons que les réserves de pétrole de cette région pourraient faire une contribution importante pour répondre à la demande canadienne des années 1990 et, par le fait même, contribuer à la réalisation des objectifs canadiens sur le plan de l'autonomie énergétique.

Nous croyons avoir démontré qu'une telle initiative présente des avantages socio-économiques nets, pour tous les Canadiens.

Les techniques tant au niveau de la mise en valeur que du transport existent déjà, et nous possédons les connaissances nécessaires au niveau du génie et des sciences physiques et environnementales, pour contrôler et maintenir les incidences du projet à un niveau acceptable.

Nous vous avons suggéré l'adoption d'un concept de développement progressif qui, à notre avis, présente certains avantages. Cette démarche permettrait à tous les résidents du Nord de mieux connaître l'industrie pétrolière et de se développer au fur et à mesure que celle-ci s'étendra dans le Nord.

Enfin, nous avons abordé la question du mécanisme de contrôle et d'autorisation, et nous estimons qu'il y a là place pour une simplification et une harmonisation.



*If undelivered, return COVER ONLY to
Canadian Government Printing Office,
Supply and Services Canada,
45 Sacré-Coeur Boulevard,
Hull, Quebec, Canada, K1A 0S7*

*En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à
Imprimerie du gouvernement canadien
Approvisionnement et Services Canada,
45, boulevard Sacré-Coeur,
Hull, Québec, Canada, K1A 0S7*

WITNESSES—TÉMOINS

From ESSO Resources Canada Ltd.:

Mr. Gordon Haight, Vice-President and General Manager;
Mr. George Bezaire, Frontier Technology Manager.

De ESSO Resources Canada Ltd.:

M. Gordon Haight, vice-président et directeur général;
M. George Bezaire, directeur de la technologie d'exploita-
tion des régions éloignées.

BINDING SECT. SEP 20 1984

